

Allianz Research | 11 Marzo 2025

Sbloccare il mercato elettrico europeo

Autori: Patrick, Hazem, Markus, Mathias Mier (Economista, Istituto ifo)

Sintesi

- **Le disparità nell'infrastruttura elettrica e nell'assetto del mercato europeo sono diventate i principali ostacoli alla transizione verde** I ritardi nello sviluppo della rete hanno creato un arretrato di oltre 800 GW di capacità eolica e solare in attesa di connessione, quasi il doppio dell'offerta attuale. Nel frattempo, i prezzi persistentemente elevati dell'energia elettrica stanno minando la competitività industriale e gravando sui consumatori. Senza urgenti investimenti nella rete e la modernizzazione, l'Europa rischia di non raggiungere l'obiettivo di zero emissioni nette entro il 2050, che richiede che le energie rinnovabili intermittenti forniscano l'82% dell'elettricità del continente.
- **La mancanza di flessibilità della rete aggrava la volatilità dei prezzi infragiornalieri, con prezzi elevati dell'elettricità durante i picchi di domanda e prezzi negativi durante le ore non di punta** Nella sola Germania, la compensazione per le energie rinnovabili ha raggiunto i 20,9 miliardi di euro nel 2024. I costi di congestione della rete sono ancora inferiori (2,5 miliardi di euro nel 2019), ma si prevede che saliranno a 12,3 miliardi di euro entro il 2030 e a 56,7 miliardi di euro entro il 2040 senza aggiornamenti. Questi costi hanno un impatto sui prezzi dell'elettricità, con potenziali aumenti del +22% entro il 2030 e fino al +103% entro il 2040 in uno scenario business-as-usual (BAU). Tuttavia, le ricadute economiche vanno oltre i prezzi dell'energia elettrica, minacciando la crescita del PIL e la competitività settoriale. La Germania potrebbe subire perdite di PIL per 1,6 trilioni di euro entro il 2050, con i servizi pubblici (585 miliardi di euro di perdite), la finanza (495 miliardi di euro) e il commercio al dettaglio e all'ingrosso (266 miliardi di euro) che sono i più colpiti.
- **La transizione del settore elettrico dell'UE potrebbe ridurre i prezzi finali del -11% già nel 2035 e del -30% nel 2040. Ma ciò richiederà 2,3 trilioni di euro di investimenti nelle infrastrutture di rete entro il 2050, con un finanziamento annuo medio di 90,8 miliardi di euro** Per raggiungere l'obiettivo di riduzione delle emissioni dell'UE del 90% entro il 2040, gli investimenti anticipati potrebbero spingere il fabbisogno annuo di investimenti oltre i 100 miliardi di euro. La rete di distribuzione assorbirà il 56% degli investimenti totali, con un fabbisogno di 220 miliardi di euro entro il 2030, principalmente in Germania, Francia e Italia, che insieme rappresentano il 50% degli investimenti nella rete di distribuzione. Nel frattempo, l'infrastruttura di trasmissione, destinata a espandersi del +28% entro il 2030, richiederà 694 miliardi di euro entro il 2050. Oltre alle reti nazionali, la capacità di interconnessione e stoccaggio deve raddoppiare entro il 2030, aggiungendo 10 miliardi di euro all'anno ma offrendo risparmi a lungo termine per 23 miliardi di euro entro il 2050.

- **Per ridurre i costi di investimento nella rete e migliorare l'efficienza, l'Europa deve rendere la domanda più flessibile, sfruttare l'accoppiamento settoriale e l'integrazione dei veicoli elettrici (EV) e migliorare la sua configurazione del mercato** L'espansione dell'uso dei contatori intelligenti può ridurre i picchi di carico e le esigenze di stoccaggio, riducendo al contempo il consumo energetico domestico del 2-10%. Le tecnologie Power-to-X possono utilizzare l'elettricità rinnovabile in eccesso per alimentare le industrie a valle. Nella sola Germania, i 10 TWh di energie rinnovabili ridotte nel 2023 avrebbero potuto essere utilizzati per produrre idrogeno verde, coprendo il 12% della domanda nazionale senza ulteriore generazione. I veicoli elettrici dotati di ricarica bidirezionale possono migliorare ulteriormente la stabilità della rete, ridurre la congestione e ridurre le emissioni dell'UE del -7%. Infine, l'allineamento delle zone di tariffazione dell'energia elettrica alle condizioni della rete ridurrebbe i costi di congestione e migliorerebbe l'integrazione delle energie rinnovabili, garantendo una transizione energetica più flessibile ed efficiente in termini di costi.
- **Se da un lato una maggiore integrazione dei mercati europei dell'energia elettrica attraverso l'ampliamento della capacità di interconnessione può migliorare la resilienza del sistema e ridurre i costi, dall'altro solleva sfide legate all'autonomia energetica, alla concorrenza di mercato e alle disparità regionali di prezzo** I paesi con prezzi dell'elettricità più bassi potrebbero vedere aumentare i costi, creando tensioni politiche, come si è visto nella cancellazione da parte della Svezia dell'Hansa Power Bridge per preoccupazioni sui prezzi locali. Un meccanismo di sovrattasse e sovvenzioni sulle esportazioni di energia elettrica potrebbe contribuire a garantire un'equa distribuzione dei benefici, attenuando le disparità di prezzo e sostenendo nel contempo gli investimenti negli interconnettori. La nostra analisi dell'interconnessione Svezia -Germania mostra che l'implementazione dell'interconnessione Hansa Power Bridge da 0,7 GW potrebbe generare risparmi annuali per 30 miliardi di euro, superando di gran lunga il costo dell'investimento di 0,6 miliardi di euro. L'attuazione di meccanismi di determinazione dei prezzi su misura e un migliore coordinamento del mercato saranno fondamentali per massimizzare i benefici di una maggiore integrazione, affrontando al contempo le preoccupazioni distributive.
- **Con l'Europa che deve affrontare vincoli fiscali e l'aumento della spesa militare, fare affidamento esclusivamente sui finanziamenti pubblici per soddisfare le esigenze di investimento nella rete non è fattibile** Per colmare il deficit di finanziamento annuale di 30-50 miliardi di euro, saranno essenziali l'armonizzazione normativa, la mobilitazione del settore privato e nuovi strumenti di finanziamento. Le riforme strutturali, come l'avanzamento dell'Unione dei mercati dei capitali e l'istituzione di un gestore di sistema indipendente, migliorerebbero ulteriormente i flussi di capitale, ottimizzerebbero la pianificazione della rete e gli scambi transfrontalieri di energia elettrica. Anche il rafforzamento del meccanismo per collegare l'Europa (MCE) e di altri meccanismi di finanziamento a livello dell'UE sarà fondamentale per garantire un impiego efficiente del capitale. L'espansione delle obbligazioni verdi, dei fondi di transizione e l'adeguamento dei requisiti patrimoniali possono contribuire ad attrarre gli investitori istituzionali, mentre incentivi fiscali mirati, come conti di ammortamento e crediti d'imposta, possono alleviare le pressioni finanziarie. Diversificando le fonti di finanziamento e semplificando le approvazioni delle infrastrutture, l'Europa può accelerare l'espansione della rete mantenendo la sostenibilità economica.

Il mercato elettrico europeo: un ostacolo alla transizione e alla competitività?

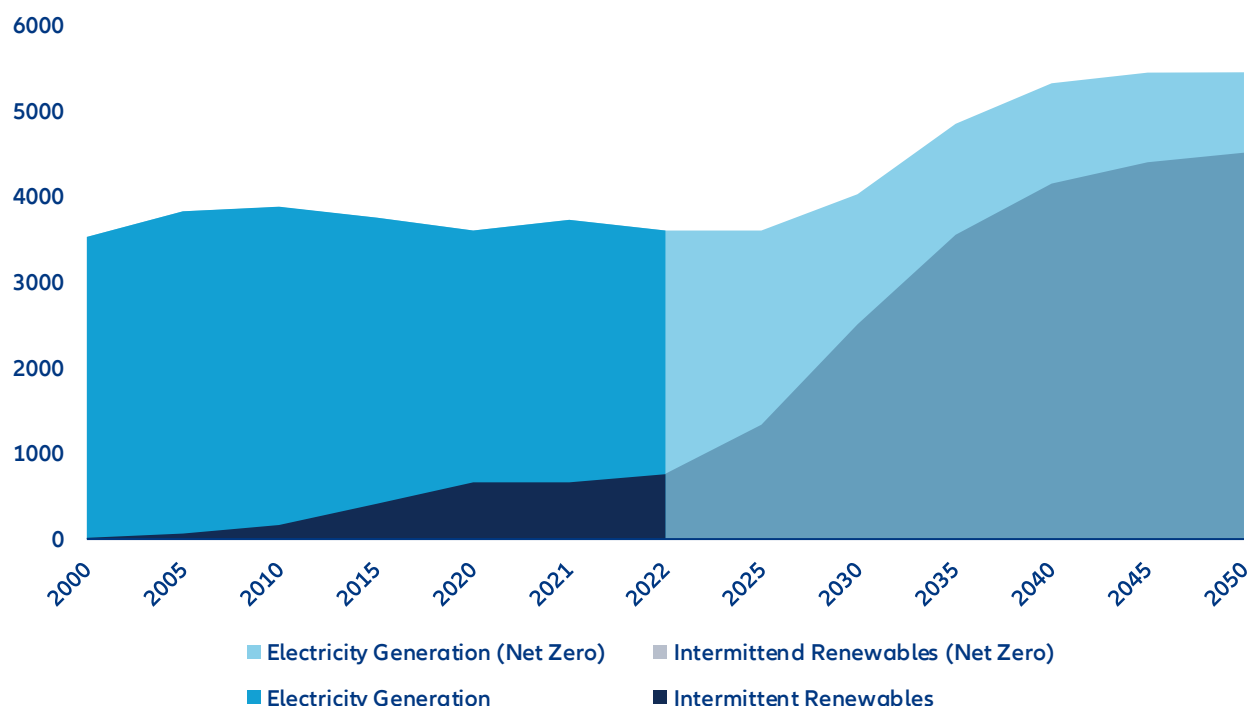
A soli 10 anni dall'Accordo di Parigi e a cinque anni dalla scadenza del programma "Pronti per il 55° Times", l'Europa si trova in un momento critico nei suoi sforzi di decarbonizzazione. Il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e la riduzione dei costi energetici del continente dipendono in modo critico dal rapido sviluppo di capacità rinnovabili e da un'integrazione efficiente nel sistema energetico della regione. In base alla direttiva europea sulle energie rinnovabili (RED) aggiornata, ciò richiederebbe un aumento del consumo finale di energia da fonti rinnovabili dal 24,5% nel 2023 al 42,5% entro il 2030. I principali motori di questo sviluppo sono l'espansione delle capacità eoliche e solari. L'energia eolica dovrebbe aumentare del +52,9% fino al 2030, raggiungendo i 425 GW, mentre il solare dovrebbe vedere un aumento ancora più marcato di circa 262 GW in cinque anni, aumentando l'offerta esistente di oltre il 75%. Finanziare questa espansione delle energie rinnovabili sarà impegnativo, con costi di investimento annuali per l'eolico e il solare stimati in circa 101 miliardi di euro fino al 2030.¹ Tuttavia, il più grande ostacolo per l'Europa potrebbe non essere rappresentato dai finanziamenti, ma piuttosto dalla mancanza di infrastrutture di supporto.

Negli ultimi anni le disparità nell'infrastruttura elettrica e nell'assetto del mercato in Europa sono diventate sempre più un ostacolo alla transizione verde e alla competitività. I ritardi nello sviluppo della rete hanno portato a un enorme arretrato, impedendo l'entrata in funzione di nuova capacità rinnovabile. Di conseguenza, oltre 800 GW di capacità eolica e solare – quasi il doppio dell'offerta attuale – sono in attesa di connessione alla rete in un momento in cui il continente è alle prese con prezzi dell'elettricità costantemente elevati.² Queste battute d'arresto minacciano le ambizioni dell'Europa di azzerare le emissioni nette entro il 2050, che richiedono che le energie rinnovabili intermittenti generino l'82% dell'elettricità del continente entro la metà del secolo (Figura 1). La transizione dai combustibili fossili attraverso l'aumento dell'elettrificazione, combinata con l'aumento della domanda di elettricità dai data center, richiederà un'espansione ancora maggiore dell'infrastruttura di rete per tenere il passo con il crescente fabbisogno energetico. In uno scenario coerente di zero emissioni nette, la produzione di elettricità dovrebbe crescere di circa il +50% entro il 2050. Tuttavia, senza un'adeguata infrastruttura di rete per sostenere questo aumento della domanda e l'espansione delle fonti di energia rinnovabile, l'UE avrà difficoltà a raggiungere i suoi obiettivi climatici. Questa carenza avrebbe un impatto non solo sul settore energetico, ma anche sulle industrie a valle che si affidano alla decarbonizzazione dell'elettricità per raggiungere i propri obiettivi di zero emissioni nette.

¹ Modello REMIND NGFS V5 Net Zero Scenario

² Ricerca sull'energia dell'aurora boreale

Figura 1: Produzione di energia elettrica e quota di energie rinnovabili intermittenti per l'Europa in uno scenario di zero emissioni nette (in GWh/anno)



Fonti: IRENA, NGFS (Modello REMIND), Allianz Research

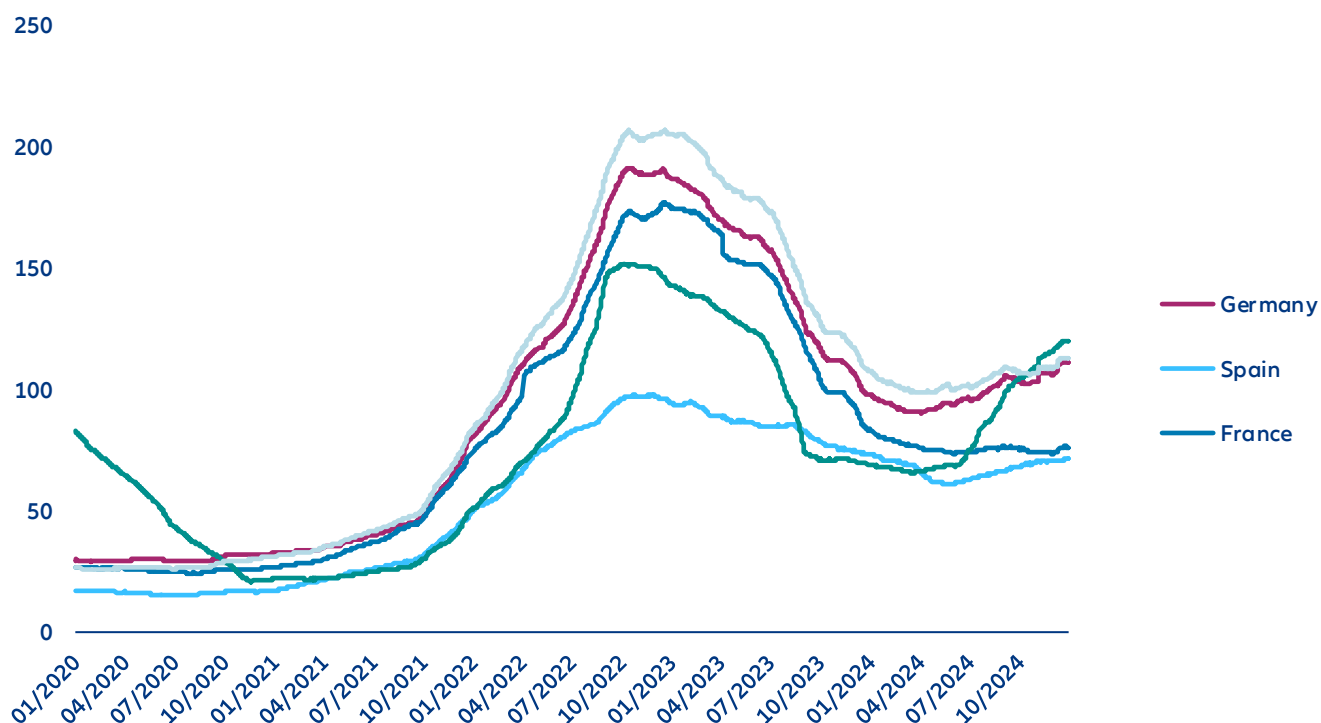
Nel frattempo, la mancanza di flessibilità della rete, sia nell'offerta di energia rinnovabile che nella domanda dei consumatori, aggrava la volatilità dei prezzi infragiornalieri. Di conseguenza, durante i periodi di picco della domanda, in genere la sera, i consumatori devono affrontare prezzi elevati dell'elettricità, mentre i prezzi diurni scendono sempre più in territorio negativo. Nel 2024 i prezzi dell'energia elettrica nell'UE sono stati negativi per una media di 308 ore in tutti i paesi, riflettendo le continue sfide legate all'equilibrio tra domanda e offerta. Questa discrepanza danneggia sia i produttori che i consumatori e deve essere finanziata da bilanci pubblici già tesi. Nella sola Germania, la compensazione per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (§19 EEG) – che rimborsa i produttori quando i prezzi di mercato scendono al di sotto di un tasso garantito – è costata al governo circa 20,9 miliardi di euro nel 2024. Senza l'espansione dell'infrastruttura di rete e il miglioramento della flessibilità sul versante della domanda, c'è anche il rischio di ulteriori ritardi nella transizione. Man mano che le aziende osservano prezzi più volatili, sperimentano una maggiore incertezza, che a sua volta scoraggia gli investimenti a lungo termine nelle energie rinnovabili. Ciò è stato evidenziato negli ultimi mesi con diverse gare d'appalto per turbine eoliche che non hanno ricevuto alcun offerente.³

L'integrazione di una maggiore capacità di stoccaggio della rete potrebbe migliorare la flessibilità del sistema energetico, ma comporta le sue sfide. Con i prezzi delle batterie agli ioni di litio in calo di oltre l'85% negli ultimi 10 anni, raggiungendo i 110 euro/kWh nel 2024, gli investimenti nello stoccaggio di rete sono diventati sostanzialmente più economici. Allo stesso tempo, la rapida espansione delle energie rinnovabili intermittenti, unita all'allontanamento dell'Europa dal gas russo, ha ampliato gli spread dei prezzi dell'elettricità infragiornalieri (Figura 2). Questa crescente volatilità del mercato ha rafforzato il business case per lo stoccaggio di energia, consentendo agli investitori di capitalizzare su maggiori differenziali di prezzo, migliorando il ritorno complessivo sull'investimento. La conseguenza di

³ [Eolico Europa](#)

questo sviluppo è un aumento sostanziale dello sviluppo di progetti di accumulo di batterie. Solo in Germania, gli sviluppatori del progetto hanno chiesto di aggiungere alla rete elettrica l'incredibile cifra di 226 GW di stoccaggio di energia su larga scala. Tuttavia, il fabbisogno di sistema previsto per lo stoccaggio nel paese è stimato in soli 56 GW entro il 2045. Dato il notevole eccesso di offerta, i gestori di rete devono valutare quali progetti possono essere efficacemente integrati nel sistema in modo da garantire stabilità ed efficienza. Sebbene una capacità di stoccaggio insufficiente abbia portato a una maggiore volatilità dei prezzi e all'aumento dei costi di sistema, un eccesso di offerta e un'errata allocazione dello stoccaggio potrebbero mettere a dura prova l'infrastruttura di rete, portando potenzialmente a una costosa congestione.

Figura 2 - Spread di energia all'ingrosso infragiornalieri: media mobile a 12 mesi (in EUR/MWh)

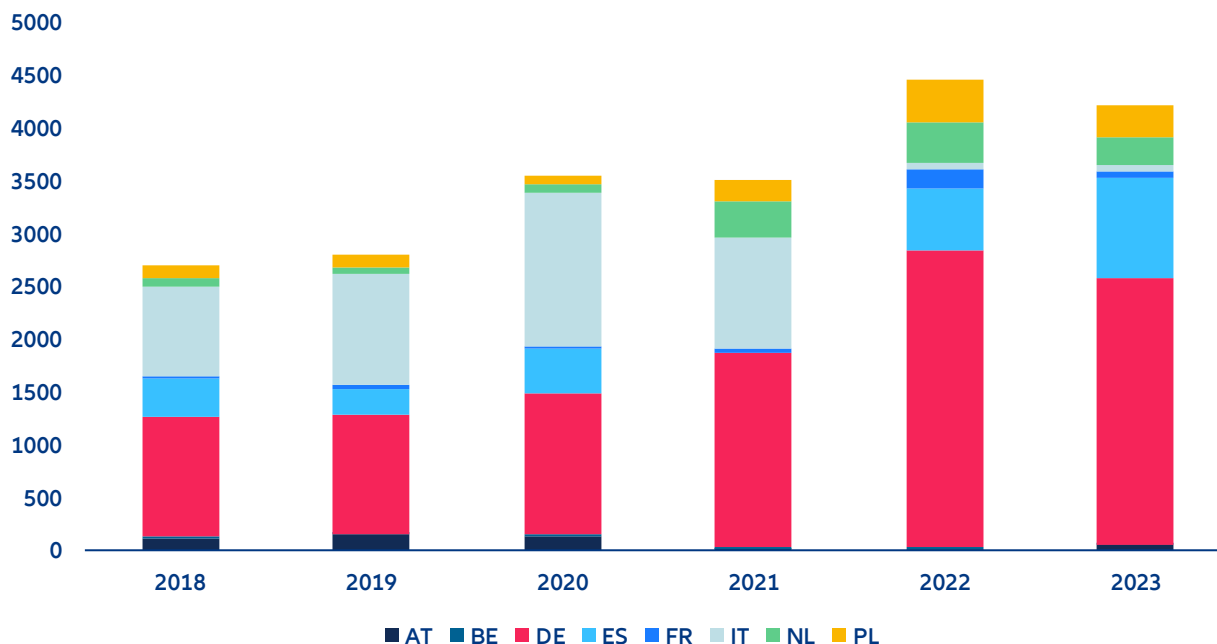


Fonti: Allianz Research, Piattaforma per la trasparenza ENTSO-E

La produzione di energia elettrica più volatile da fonti rinnovabili intermittenti e la mancanza di infrastrutture di rete aumentano il rischio di congestione della rete. Quando la produzione regionale di energia è elevata, i vincoli di trasmissione possono impedire all'elettricità di raggiungere i centri di domanda senza sovraccaricare la rete. Per far fronte a ciò, i gestori di rete riducono la produzione complessiva (riduzione) o adeguano la produzione diminuendo la produzione nelle aree congestionate e aumentandola nelle regioni ad alta domanda (ridispacciamento). Pur facendo parte del kit standard di strumenti per la gestione della rete, la necessità di condurre questi interventi sulla rete è aumentata considerevolmente in Europa, con un aumento dei costi di gestione del +55% tra il 2018 e il 2023 a 4,2 miliardi di euro (Figura 3). Tali costi derivano dai pagamenti di compensazione ai produttori di energia elettrica per gli adeguamenti di ridispacciamento e la riduzione dell'energia elettrica, dalle maggiori spese operative per il bilanciamento della rete e dagli investimenti in misure di flessibilità a breve termine. Questa tendenza è in gran parte guidata dalla rapida espansione delle energie rinnovabili intermittenti, che sono più che raddoppiate nelle maggiori economie europee nell'ultimo decennio. I paesi con quote elevate di energia eolica e solare – come la Germania, la Spagna e i Paesi Bassi, dove le energie rinnovabili superano il 30% del mix energetico – devono anche affrontare i costi di congestione più elevati (Figura 4). La Germania, in particolare, sopporta il peso maggiore, spendendo oltre 2,5 miliardi di euro all'anno, pari a quasi il 60% dei costi totali di gestione della congestione dell'UE. Oltre alla crescita della capacità rinnovabile, l'impennata dei costi di rete del paese deriva da molteplici problemi strutturali. L'espansione della rete è

fortemente ritardata, attualmente in ritardo di sette anni, limitando la capacità di trasmettere l'elettricità in modo efficiente. Inoltre, la mancanza di flessibilità sul lato della domanda e di un'infrastruttura di stoccaggio mette ulteriormente a dura prova il sistema. Una sfida importante è anche la discrepanza geografica tra i poli di generazione di energia, situati principalmente a nord, e i principali centri di domanda a sud. Anche se i costi di riduzione e ridispacciamento sono già oggi significativi, non affrontare i problemi di congestione continuando ad espandere la capacità rinnovabile potrebbe far aumentare i costi dell'energia in tutta l'UE di oltre 20 volte entro il 2040, mettendo a dura prova i consumatori.⁴

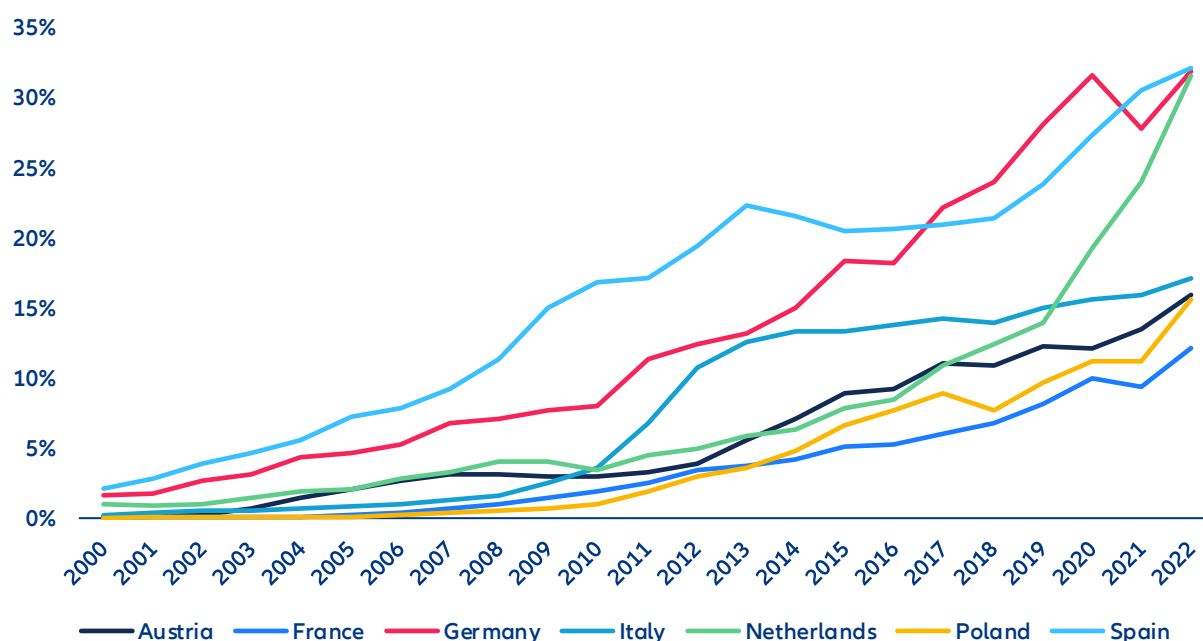
Figura 3: Costi di gestione della congestione in Europa (in milioni di euro)



Fonti: Rapporti di monitoraggio ACER, Allianz Research

⁴ [Riassegnazione e gestione delle congestioni \(CCR\)](#)

Figura 4: Quota di energie rinnovabili intermittenti nel mix elettrico di alcuni paesi europei



Fonti: IRENA, Allianz Research

Alimentare il progresso: l'imperativo d'investimento per una rete resiliente

La transizione del mercato dell'energia elettrica dell'UE richiederà un investimento medio annuo di 90,8 miliardi di euro e un totale di circa 2,3 trilioni di euro entro il 2050 (tabella 1). Rispetto all'attuale investimento annuo di circa 60 miliardi di euro, il fabbisogno di finanziamento fino al 2030 deve aumentare di almeno il +30% (18 miliardi di euro all'anno). Dopo il 2030, ipotizzando un andamento lineare degli investimenti, gli investimenti annuali sarebbero in media di 94 miliardi di euro tra il 2030 e il 2050. Tuttavia, per raggiungere l'obiettivo di riduzione delle emissioni dell'UE del 90% entro il 2040, all'inizio del prossimo decennio è essenziale un'espansione più rapida delle energie rinnovabili. Ciò significa che gli investimenti nella rete dovranno essere anticipati. Di conseguenza, il fabbisogno totale di investimenti nella rete potrebbe superare i 100 miliardi di euro all'anno fino al 2040. La rete di distribuzione richiederà la quota maggiore di questi investimenti, richiedendo almeno il 56% del finanziamento totale, circa 220 miliardi di euro entro il 2030. Le esigenze di investimento più elevate si concentrano in Germania, Francia e Italia, che insieme rappresentano circa il 50% degli investimenti totali nella rete di distribuzione.⁵ Nel frattempo, anche la rete di trasmissione, che dovrebbe espandersi del +28% entro il 2030, richiederà ingenti finanziamenti, stimati tra i 476 e i 911 miliardi di euro entro il 2050.

⁵ Griglie per velocità (Eurelectric)

Tabella 1: Fabbisogno di investimenti nel sistema elettrico europeo (in miliardi di euro)

Componente griglia	2025-2030		2030-2050		Totale fino al 2050
	annuale	totale	annuale	totale	
Rete di trasmissione	26	130 (91-166)	30	600 (385-755)	730
Rete di distribuzione	44	220 (175-252)	53	1060 (924-1300)	1280
Interconnettori e stoccaggio	8	40 (25-58)	11	220 (190-231)	260

Fonti: Allianz Research su base ENTSO-E, EMBER, ACER, Eurelectric, Commissione Europea, ERT e Goldman Sachs

Una transizione efficiente del sistema energetico europeo richiederà non solo investimenti nella rete, ma anche un significativo ampliamento della capacità di interconnessione e dello stoccaggio delle batterie. Secondo la Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica (ENTSO-E), l'Europa dispone attualmente di 126 GW di capacità di interconnessione e 24 GW di stoccaggio. Entro il 2030 dovranno raddoppiare sia l'infrastruttura di trasmissione transfrontaliera che la capacità di stoccaggio dell'energia, con ulteriori aumenti a 385 GW di capacità di interconnessione e 540 GW di stoccaggio entro il 2050. Si prevede che questa espansione aggiungerà circa 10 miliardi di euro all'anno ai costi di investimento nella rete. Tuttavia, questi investimenti migliorerebbero anche la flessibilità del sistema, riducendo la necessità di costosi interventi di gestione della congestione. L'ENTSO-E stima che l'aumento dell'interconnessione e dello stoccaggio potrebbe generare 23 miliardi di euro di benefici annuali entro il 2050, con una conseguente riduzione dei costi netti di sistema di circa 10 miliardi di euro all'anno. Oltre ai risparmi sui costi, i miglioramenti dell'interconnessione e dello stoccaggio contribuirebbero anche a stabilizzare i prezzi dell'elettricità. Un maggiore stoccaggio della rete consentirebbe una migliore distribuzione dell'offerta durante il giorno, mitigando i picchi di prezzo durante i periodi di picco della domanda. Allo stesso tempo, una maggiore interconnettività faciliterebbe una distribuzione più efficiente dell'energia elettrica in tutta Europa, con conseguente riduzione dei costi medi sia per le industrie che per i consumatori.

Promuovere l'integrazione dei mercati europei dell'energia è fondamentale per un sistema energetico più resiliente ed efficiente, soprattutto perché la transizione verso le energie rinnovabili aumenta la volatilità dell'offerta. L'espansione delle interconnessioni e della capacità di stoccaggio non solo migliorerà la flessibilità del sistema, ma ridurrà anche la dipendenza dalla capacità di backup nazionale del 15-19%, riducendo sia i costi che le emissioni di CO₂.⁶ Il commercio transfrontaliero ha già dimostrato il suo valore in situazioni di crisi, come la crisi energetica europea e le interruzioni nucleari in Francia nel 2022, bilanciando le carenze di approvvigionamento e stabilizzando i prezzi dell'elettricità. Guardando al futuro, uno "scenario di transizione gestita", in cui le interconnessioni sono ampliate e le energie rinnovabili sono distribuite in luoghi ottimali, potrebbe ridurre i prezzi all'ingrosso dell'elettricità del -40% nel lungo periodo.⁷ Al contrario, uno "scenario di transizione frustrata", in cui i governi nazionali danno priorità alle politiche energetiche nazionali rispetto alla cooperazione europea, porterebbe a costi più elevati, inefficienze e maggiore volatilità. La Commissione europea stima che una maggiore integrazione potrebbe generare 16-43 miliardi di euro di guadagni annuali in termini di benessere, rafforzando la tesi economica per un mercato più interconnesso. Tuttavia, per

⁶ [Unità di potere, potere di unità: perché l'UE ha bisogno di mercati dell'energia elettrica più integrati \(Bruegel\)](#)

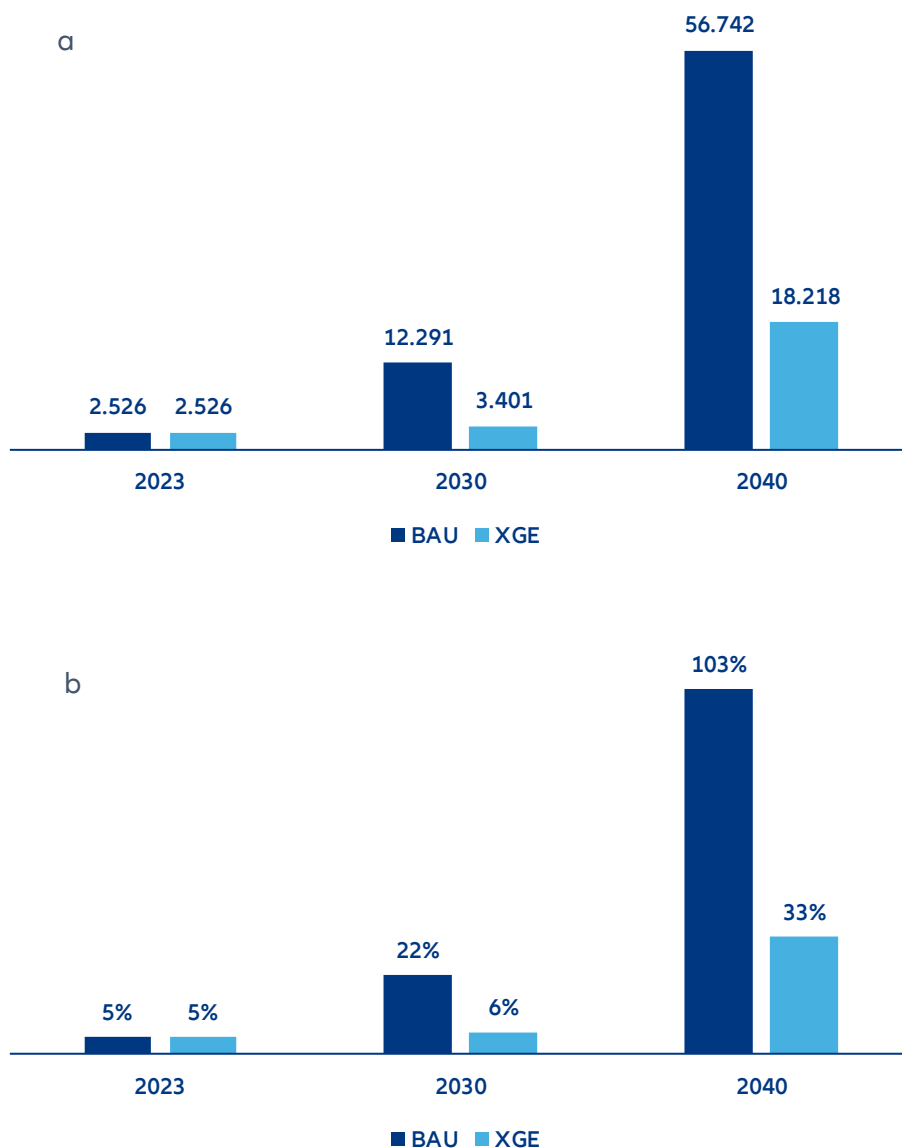
⁷ Energia e transizione climatica: come rafforzare la competitività dell'UE (2024). Uno studio per BUSINESSEUROPE. [Energia e transizione climatica: come rafforzare la competitività dell'UE - Reboot Europe](#) e [Energia e transizione climatica: come rafforzare la competitività dell'UE - Reboot Europe](#)

sbloccare questi vantaggi è necessario superare le sfide chiave. Sarà fondamentale mantenere un certo livello di autonomia energetica, garantire un'equa distribuzione dei costi e sostenere i produttori che devono far fronte a una maggiore concorrenza. Le disparità di prezzo tra le regioni potrebbero anche portare a tensioni politiche, come si è visto nella cancellazione da parte della Svezia dell'Hansa Power Bridge a causa delle preoccupazioni per l'aumento dei prezzi locali dell'elettricità. Per realizzare appieno i vantaggi dell'integrazione, sarà essenziale espandere gli interconnettori, modernizzare l'infrastruttura di rete e attuare meccanismi di finanziamento a livello dell'UE. Inoltre, progetti intercontinentali come Xlinks, che mira a collegare l'Europa con le risorse energetiche rinnovabili del Marocco, potrebbero rafforzare ulteriormente la sicurezza e l'accessibilità energetica a lungo termine.

Il costo economico di una rete elettrica inaffidabile

Ritardare gli investimenti in una rete elettrica stabile e affidabile ha conseguenze di vasta portata, in particolare per i costi dell'elettricità sostenuti dai consumatori. Senza aggiornamenti tempestivi, le inefficienze della rete portano a un aumento della congestione, a una maggiore dipendenza dal countertrading e dal ridispacciamento e, in ultima analisi, a prezzi dell'elettricità più elevati. Questi costi sono inizialmente coperti dai gestori dei sistemi di trasmissione (TSO), ma alla fine vengono trasferiti ai consumatori attraverso le tariffe di rete, rendendo le inefficienze legate alla rete un fattore significativo nella volatilità dei prezzi dell'energia elettrica. Nel 2019 i costi della congestione in Germania sono stati pari a 2,5 miliardi di euro, contribuendo a un aumento del prezzo dell'energia elettrica di 2,32 euro per MWh, che rappresentava il 4,6% del prezzo medio mensile dell'elettricità all'ingrosso quell'anno. Se l'espansione della rete rimarrà limitata in uno scenario business-as-usual (BAU), si prevede che i costi della congestione aumenteranno notevolmente, raggiungendo i 12,3 miliardi di euro entro il 2030 e i 56,7 miliardi di euro entro il 2040. Al contrario, in uno scenario di forte espansione della rete (XGE), l'aumento dei costi di congestione dovrebbe essere più moderato, raggiungendo 3,4 miliardi di euro nel 2030 e 18,2 miliardi di euro nel 2040 (Figura 5a). Per semplicità, assumiamo che questi costi di congestione saranno assorbiti linearmente nel prezzo finale dell'elettricità in Germania, portando a diversi livelli di shock dei prezzi rispetto a uno scenario di base in cui non si verificano costi di congestione aggiuntivi. Questi impatti sono illustrati nella Figura 5b. A seconda dello scenario di espansione della rete, che si tratti di business as usual (BAU) o di strong expansion grid (XGE), si prevede che gli shock dei prezzi dell'energia elettrica varieranno in modo significativo. Nel 2025 gli aumenti dei prezzi sono stimati al +5%. Entro il 2030 dovrebbero raggiungere il +22% nello scenario BAU e il +6% nello scenario XGE. Entro il 2040, la disparità si amplia ulteriormente, con shock dei prezzi che raggiungono il +103% nello scenario BAU e il +33% nello scenario XGE. Questi shock dei prezzi dell'elettricità rappresentano esclusivamente i costi di congestione e non tengono conto dei potenziali risparmi derivanti da fonti di energia rinnovabile più accessibili.

Grafico 5 - Andamento dei costi annuali di ridispacciamento in Germania (grafico a, in milioni di EUR) e potenziale aumento implicito dei prezzi dell'energia elettrica (grafico b, in %)

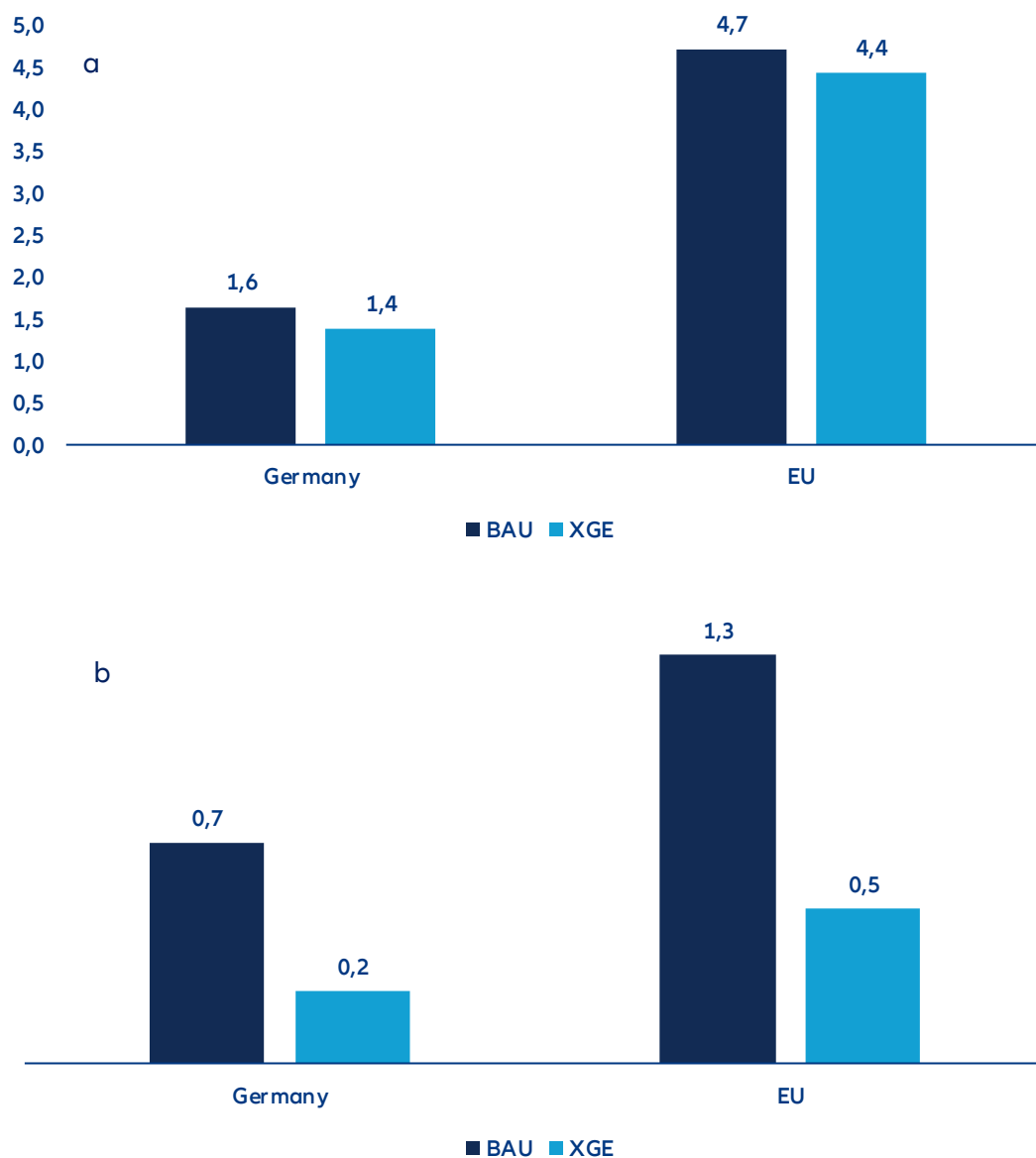


Fonti: JRC, Allianz Research

La congestione dell'elettricità è più di una semplice sfida tecnica. Pone anche potenziali rischi economici. La nostra modellazione, che si concentra sui costi di congestione della rete astruendo i potenziali guadagni dovuti a fattori come l'energia rinnovabile più economica, evidenzia le significative conseguenze economiche della mancata adozione di azioni decisive per espandere e modernizzare la rete. In uno scenario business-as-usual (BAU) con un'espansione limitata della rete, la Germania potrebbe subire perdite cumulative del PIL di 1,6 trilioni di euro entro il 2050 (Figura 6a), mentre l'UE nel suo complesso potrebbe subire perdite economiche che raggiungono i 4,7 trilioni di euro. Anche con un'espansione della rete più ambiziosa (XGE), le perdite economiche rimangono sostanziali: 1,4 trilioni di euro in Germania e 4,4 trilioni di euro in tutta l'UE, a causa dei prezzi dell'elettricità persistentemente elevati. Inoltre, i costi economici indiretti di una rete inaffidabile superano di gran lunga l'onere finanziario diretto della congestione stessa (Figura 6b). In Germania, i costi diretti della congestione nell'ambito del BAU sono stimati a 0,7 trilioni di euro, ma l'impatto economico più ampio sul PIL è più del doppio. Un modello simile emerge a livello dell'UE, dove i costi diretti della congestione di 1,3 trilioni di euro si traducono in una perdita economica di 4,7 trilioni di euro. Anche con un'ampia espansione della rete, i costi di congestione potrebbero essere ridotti a 0,2 trilioni di euro in Germania e a 0,5 trilioni di euro nell'UE, ma le perdite di PIL rimarrebbero comunque significative. Il messaggio è chiaro: la mancata espansione e

modernizzazione della rete elettrica non è solo una questione di prezzi dell'elettricità più alti; Minaccia la stabilità economica e la competitività. I nostri risultati sottolineano che la transizione energetica e l'espansione della rete devono andare di pari passo per garantire un futuro resiliente e prospero. Tuttavia, anche con una sostanziale espansione dell'infrastruttura di rete, saranno necessarie altre misure per rendere la domanda più flessibile e ridurre la congestione in un futuro mercato dell'elettricità dominato dalle energie rinnovabili.

Figura 6: Perdita economica dovuta alla congestione del mercato dell'energia elettrica in Germania e nell'UE (2025-2050, trilioni di euro): perdita di PIL (a) e costi diretti di congestione (b)

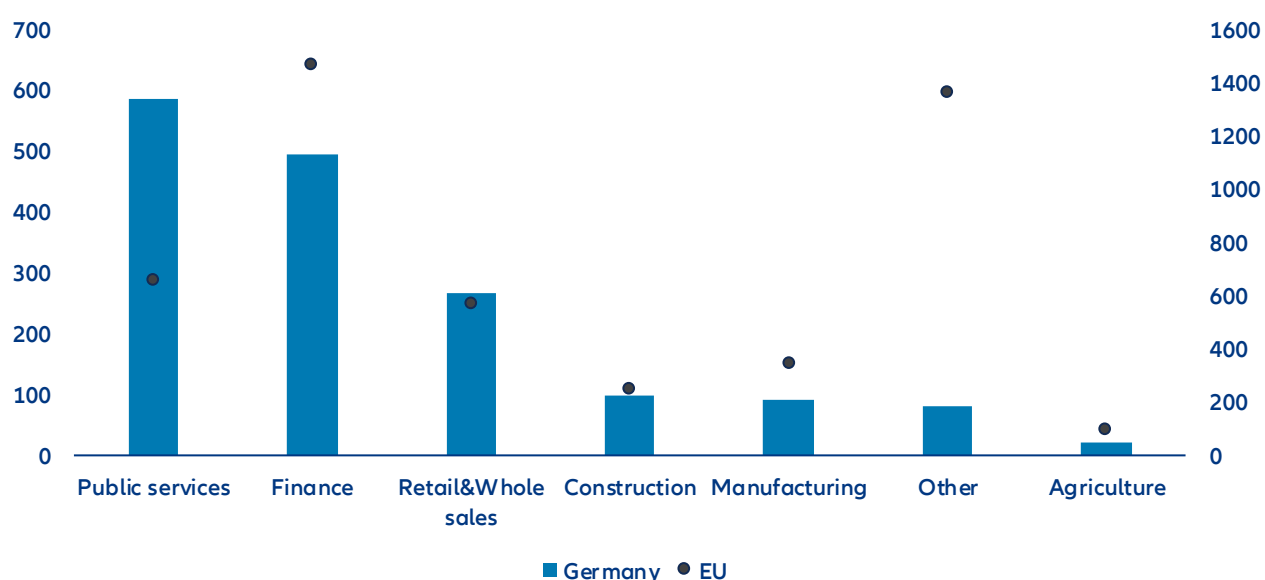


Fonti: Oxford economics, Allianz Research

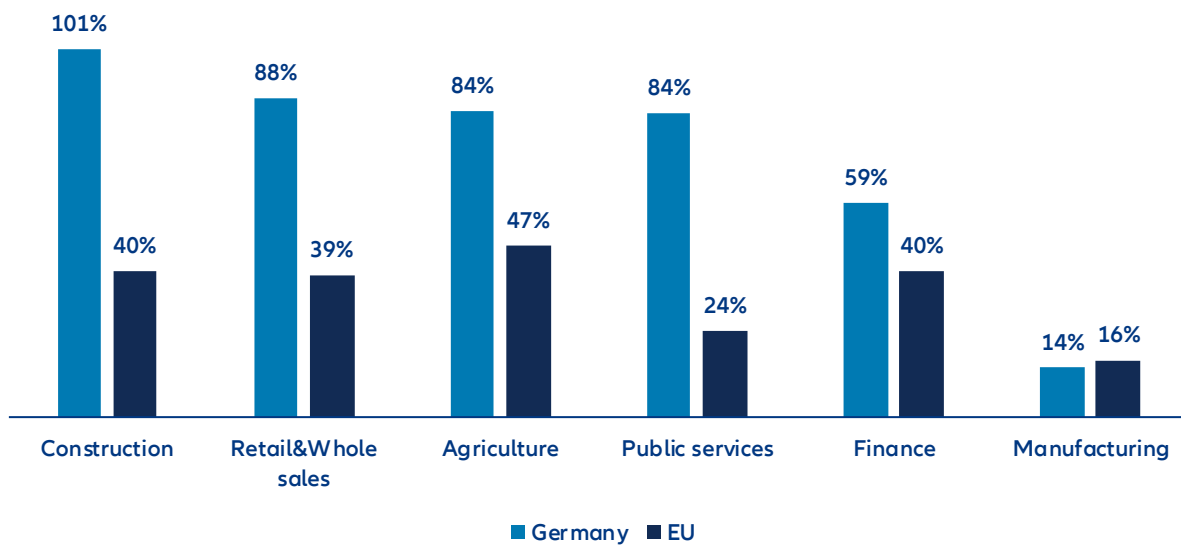
L'impatto economico della congestione dell'energia elettrica non si fa sentire in modo uniforme in tutti i settori; alcuni settori sono molto più esposti di altri (figura 7). I servizi pubblici, la finanza e il commercio al dettaglio e all'ingrosso saranno i maggiori a sopportare sia in Germania che nell'UE. In Germania, si prevede che i servizi pubblici accumuleranno perdite per circa 585 miliardi di euro dal 2025 al 2050 (84 % del valore aggiunto del settore nel 2025), il che lo rende il settore più colpito. Il settore finanziario non è da meno, con perdite per 495 miliardi di euro a causa della

sua elevata sensibilità alle fluttuazioni dei prezzi dell'energia elettrica (59% del valore aggiunto del settore nel 2025). Il settore bancario, ad esempio, potrebbe subire un impatto diretto sia sui rendimenti delle attività che su quelli del capitale proprio, rendendo l'instabilità della rete un rischio finanziario significativo.⁸ Anche il commercio al dettaglio e all'ingrosso, che è fondamentale per le catene di approvvigionamento e i mercati di consumo, subirebbe un impatto significativo, con perdite per 266 miliardi di euro (88% del valore aggiunto del settore nel 2025). Anche l'edilizia e l'industria manifatturiera non sono risparmiate, con perdite previste rispettivamente di 99 miliardi di euro e 90 miliardi di euro, che rappresentano oltre il 100% del valore aggiunto del 2025 per il settore delle costruzioni e il 14% per l'industria manifatturiera. A livello dell'UE, il settore finanziario si distingue per un'enorme perdita prevista di 1,46 trilioni di euro, quasi tre volte l'impatto registrato nella sola Germania, che rappresenta il 40% del suo valore aggiunto nel 2050. Seguono i servizi pubblici con perdite per 654 miliardi di euro, mentre il commercio al dettaglio e all'ingrosso dovrebbe perdere 566 miliardi di euro. Infine, anche l'industria manifatturiera e le costruzioni, pilastri fondamentali dell'economia europea, devono far fronte a perdite significative, rispettivamente di 340 miliardi di euro e 243 miliardi di euro.

Figura 7: Perdita settoriale di valore aggiunto dovuta alla congestione dell'energia elettrica in Germania e nell'UE: a) perdita cumulativa totale in trilioni di euro per il periodo 2025-2050; b) perdita cumulativa totale (2025-2050) rispetto al valore aggiunto settoriale nel 2025



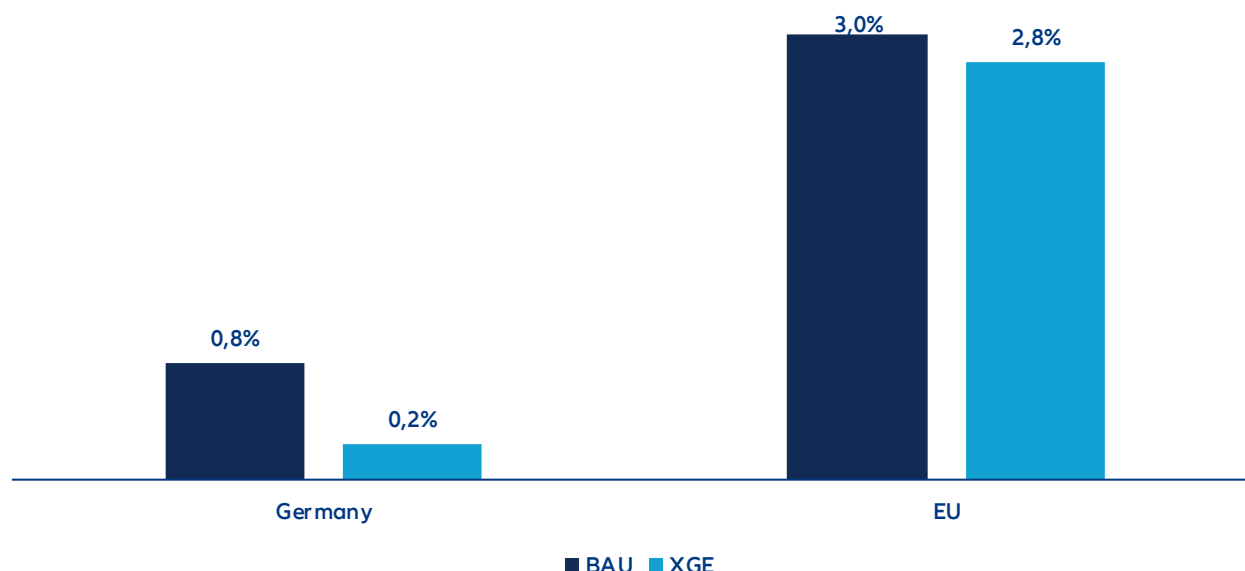
⁸ [Shock energetici e performance bancaria nelle economie avanzate - ScienceDirect](#)



Fonti: Oxford economics, Allianz Research

La congestione dell'energia elettrica incide direttamente sui prezzi di produzione, rendendo più costosi beni e servizi e compromettendo la competitività. La figura 8 illustra l'impatto della congestione dell'energia elettrica sui costi di produzione in Germania e nell'UE, con notevoli disparità tra uno scenario di business as usual (BAU) e uno scenario di forte espansione della rete (XGE). In Germania, la congestione dell'energia elettrica dovrebbe far aumentare i costi di produzione del +0,8% nello scenario BAU, mentre nello scenario XGE l'aumento è limitato ad appena +0,2%. Sebbene queste percentuali possano sembrare piccole, possono avere conseguenze di vasta portata, in particolare per i settori ad alta intensità energetica come l'industria manifatturiera e le costruzioni. I costi di produzione più elevati rendono le merci tedesche meno competitive sui mercati internazionali, spostando potenzialmente l'attività industriale verso regioni con infrastrutture elettriche più stabili ed efficienti. A livello dell'UE, l'impatto è ancora più pronunciato, con i costi di produzione in aumento del +3,0% con l'andamento della rete e del +2,8% anche con un'espansione della rete più ambiziosa. Ciò suggerisce che le inefficienze legate alla congestione in Germania non sono solo un problema tedesco, ma una sfida europea più ampia. Poiché i costi dell'energia continuano a plasmare la competitività industriale, le regioni con reti limitate dovranno affrontare una crescente pressione da parte dei concorrenti globali con sistemi energetici più affidabili ed economici. Pertanto, il mancato investimento nell'espansione della rete renderà le industrie europee più vulnerabili alla volatilità dei prezzi, riducendo la loro capacità di competere a livello globale.

Figura 8: Impatto della congestione dell'energia elettrica sui costi di produzione in Germania e nell'UE (media 2025-2050, trilioni di euro)



Fonti: Oxford economics, Allianz Research

Implicazioni per i prezzi dell'energia elettrica

Per mantenere la competitività e ridurre al minimo l'onere economico sia per le famiglie che per le industrie, è fondamentale valutare le implicazioni della transizione della rete sui prezzi dell'energia elettrica e adottare misure per limitare gli aumenti dei prezzi. Gli investimenti supplementari necessari per lo sviluppo di nuove capacità di generazione e l'espansione dell'infrastruttura di rete associata mettono ulteriormente a dura prova i prezzi già elevati dell'energia elettrica in Europa. Si prevede che i soli investimenti nella rete aumenteranno i costi di rete del +25% fino al 2030 e fino al +60% entro il 2050 rispetto ai livelli del 2022.⁹ Inoltre, è probabile che i costi di produzione dell'elettricità aumentino poiché gli investimenti nella produzione di energia dovranno raddoppiare, raggiungendo i 93 miliardi di euro all'anno per raggiungere gli obiettivi europei di riduzione delle emissioni Fit-for-55.¹⁰ D'altro canto, i minori costi di generazione dell'eolico e del solare hanno il potenziale per ridurre i prezzi dell'elettricità nel medio-lungo periodo, con potenziali cali dei prezzi del -11% entro il 2035 e del -30% fino al 2040 in uno scenario di zero emissioni nette. Questa discrepanza tra gli aumenti immediati dei costi e i guadagni a lungo termine giustifica misure per distribuire l'attuale onere finanziario della transizione alle generazioni future che ne stanno raccogliendo i maggiori benefici. Il finanziamento basato sul debito da parte dei governi e la proroga dei periodi di rifinanziamento degli investimenti nelle reti potrebbero contribuire ad agevolare l'andamento dei prezzi per i consumatori.

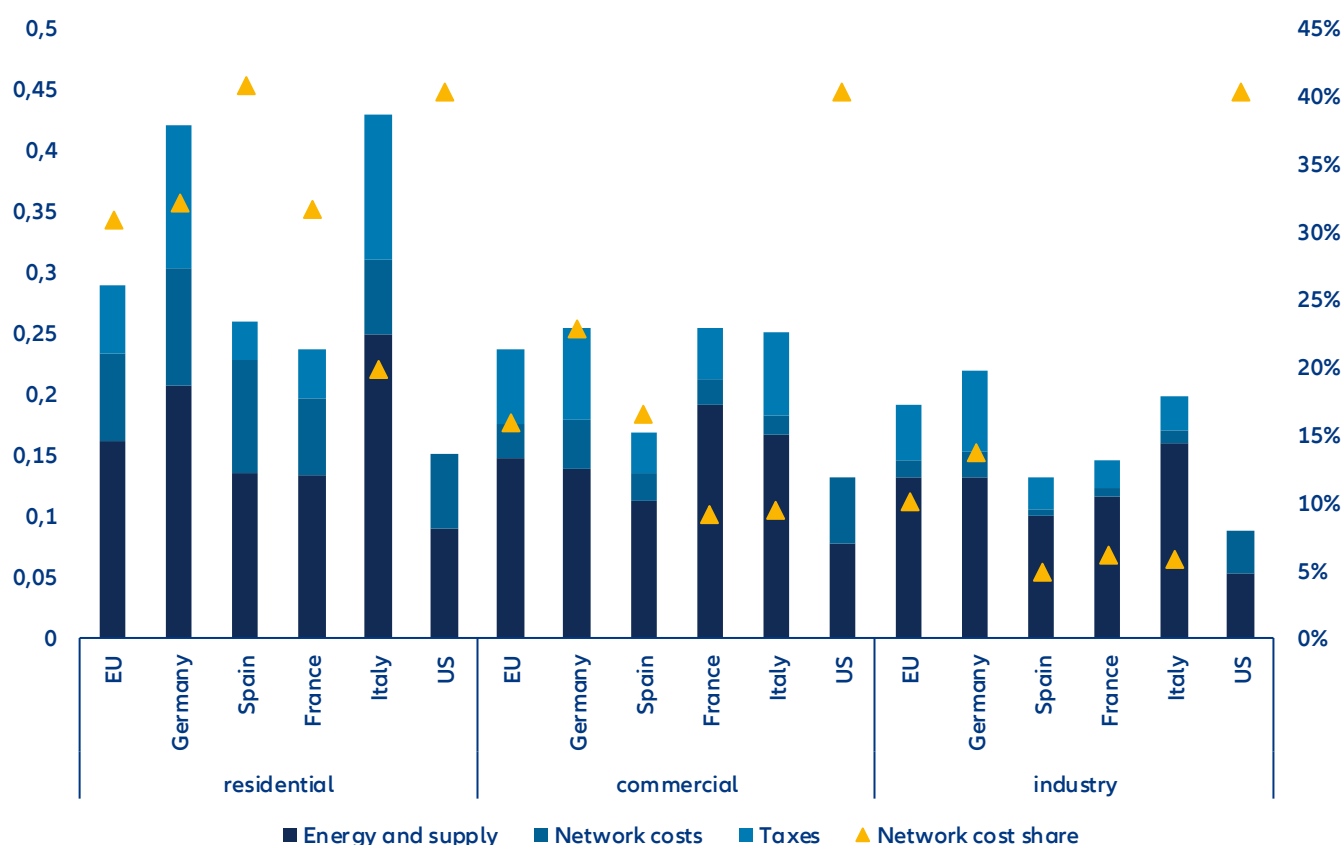
Data l'attuale frammentazione del sistema elettrico europeo, vale la pena esaminare i fattori specifici per paese che determinano i prezzi dell'energia elettrica (figura 9). In termini di differenziali e composizioni di prezzo, diversi tipi di consumatori nei diversi paesi si trovano ad affrontare costi dell'elettricità molto diversi. Tra le principali economie europee, la Germania e l'Italia hanno registrato i prezzi medi più alti dell'elettricità per le famiglie nel 2023. Parte di questa differenza di prezzo è attribuibile a costi di generazione più elevati, rispettivamente del 17% e del 41% superiori alla media europea (20 centesimi/kWh per la Germania e 24 centesimi/kWh per l'Italia). Tuttavia, il fattore più importante è la tassazione dell'elettricità, che aggiunge circa il 38% o 11 centesimi/kWh ai costi di base. Come previsto, gli oneri di rete sono più elevati in paesi come Germania e Spagna, con una quota maggiore di energie rinnovabili nel

⁹ [Relazione di monitoraggio 2024 \(ACER\)](#)

¹⁰ [Commissione europea](#)

rispettivo mix elettrico. Ma fino ad ora, non erano il fattore centrale che riduceva la competitività dei prezzi. Con una transizione più lenta verso le energie rinnovabili, gli Stati Uniti mostrano costi di generazione più bassi ma una quota relativamente elevata dei costi di rete (40% per le famiglie). Le tasse sull'elettricità negli Stati Uniti sono specifiche per lo stato, ma aggiungerebbero solo il 7-10% al prezzo, mantenendo i costi complessivi per i consumatori al di sotto dei livelli europei. I consumatori commerciali e industriali devono affrontare prezzi più bassi su tutta la linea, anche se i prezzi in Germania sono più alti che nelle altre principali economie dell'UE. È interessante notare che le tariffe di rete pagate dai consumatori industriali sono molto basse in Europa. Ciò significa che la proposta di riduzione delle tariffe di rete, recentemente discussa nelle elezioni tedesche, probabilmente non contribuirebbe a nulla in termini di miglioramento della competitività del settore industriale.

Figura 9: Scomposizione dei prezzi dell'energia elettrica in Europa e negli Stati Uniti nel 2023 (EUR/kWh, rhs) e quota del costo di rete nel prezzo rispetto al costo totale della fornitura di energia elettrica (% , lhs)



Fonti: Eurostat, EIA, Allianz Research

La riduzione dei prezzi dell'energia elettrica per i consumatori richiede una combinazione di misure a breve termine e di riforme strutturali a lungo termine per ridurre i costi del sistema. A breve termine, interventi politici mirati, come la riduzione della tassazione dell'energia elettrica, l'ottimizzazione delle tariffe di rete e il rafforzamento della concorrenza sul mercato al dettaglio, possono fornire un sollievo immediato alle famiglie e alle imprese. Inoltre, i miglioramenti dell'assetto del mercato, come il rafforzamento degli accordi di acquisto di energia (PPA) e l'espansione dell'uso dei contratti per differenza (CfD), possono aiutare a stabilizzare i prezzi per i consumatori riducendo al contempo i rischi per gli investimenti per i fornitori di energia elettrica. Tuttavia, per ottenere riduzioni durature dei prezzi è necessario affrontare le disparità strutturali di costo nel sistema energetico. Sebbene la continua espansione delle energie rinnovabili possa ridurre i costi di generazione dell'elettricità, questi benefici si concretizzeranno solo se saranno sostenuti da investimenti nell'infrastruttura di rete e nell'efficienza del sistema. Il nuovo piano d'azione dell'UE per

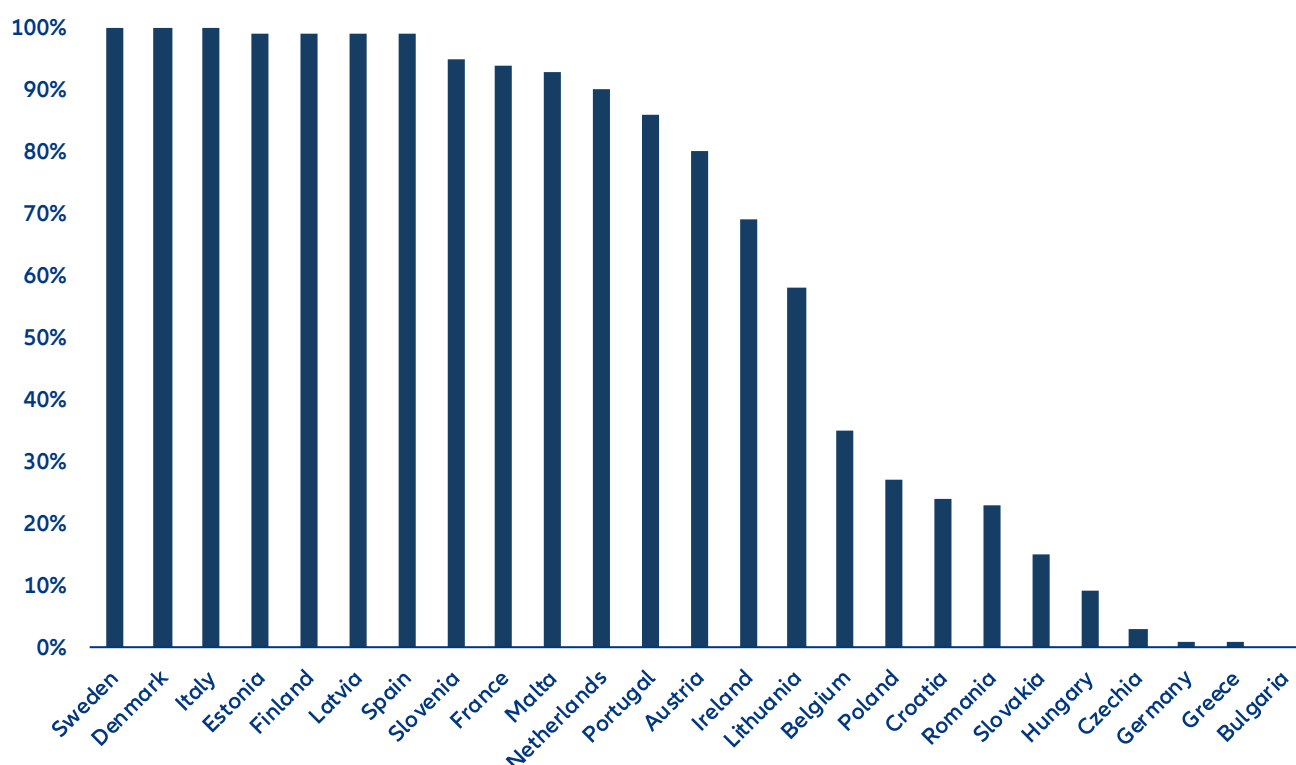
l'energia a prezzi accessibili segna un primo passo importante nell'affrontare queste sfide, delineando misure mirate per ridurre i costi energetici, migliorare l'integrazione del mercato e accelerare gli investimenti nelle energie rinnovabili e nelle infrastrutture di rete.¹¹

Ottimizzare la transizione energetica: ridurre i costi attraverso soluzioni intelligenti

Per ridurre l'onere economico e massimizzare i guadagni della transizione del settore elettrico, è necessario andare oltre le reti e concentrarsi sul miglioramento dell'efficienza del sistema. La promozione di una maggiore flessibilità sul lato della domanda potrebbe svolgere un ruolo chiave nel migliorare la stabilità del sistema, riducendo al contempo la necessità di sovradimensionare l'infrastruttura di rete. Se i consumatori distribuiscono meglio il loro consumo di elettricità nell'arco della giornata, ciò riduce la necessità di infrastrutture di accumulo e diminuisce il carico di picco, contribuendo ad alleviare la pressione sulla rete. Sebbene la domanda di elettricità non sia completamente flessibile, una parte significativa – circa il 30%, secondo la Commissione per le transizioni energetiche (ETC) – potrebbe essere spostata per allinearsi meglio all'offerta. Lo sviluppo delle reti intelligenti, unito all'ampia diffusione dei contatori intelligenti, consente il monitoraggio in tempo reale dell'utilizzo dell'energia elettrica, migliorando il bilanciamento del carico e consentendo ai consumatori di regolare il proprio consumo sulla base di segnali di prezzo dinamici, come le tariffe in base al tempo di utilizzo. Questo non solo migliora l'efficienza della rete, ma aiuta anche i consumatori a gestire il loro consumo di energia in modo più efficace e a ridurre le bollette dell'elettricità. Secondo le stime della Commissione europea, le famiglie dotate di contatori intelligenti riducono il consumo energetico del 2-10% e possono ottenere un risparmio medio sui costi di 270 euro. Grazie a questi vantaggi, l'adozione dei contatori intelligenti è cresciuta in modo significativo in tutta Europa, con una penetrazione di oltre il 90% in 12 paesi (Figura 10). Tuttavia, permangono lacune in Germania e in molte nazioni dell'Europa orientale, dove l'adozione è in ritardo, limitando i potenziali miglioramenti dell'efficienza a livello di sistema. Un ulteriore aumento dell'utilizzo dei contatori intelligenti, abbinato a un maggiore monitoraggio e all'ottimizzazione della domanda basata sull'intelligenza artificiale, potrebbe contribuire a ridurre le esigenze infrastrutturali e i costi per i consumatori in regioni ad alto prezzo come Germania, Polonia o Cechia.

¹¹ [Piano d'azione per un'energia a prezzi accessibili](#)

Figura 10: Introduzione dei contatori intelligenti in alcuni paesi europei (percentuale di consumatori)



Fonti: Allianz Research, Rapporto di Monitoraggio ACER 2024

Ulteriori miglioramenti dell'efficienza possono derivare da una migliore integrazione del settore energetico con i principali consumatori a valle, come gli edifici, l'industria o i trasporti. Questi approcci di accoppiamento settoriale non solo riducono i costi di sistema, ma accelerano anche la decarbonizzazione delle industrie ad alte emissioni, creando un panorama energetico più flessibile e sostenibile. Una strategia chiave prevede l'allineamento della domanda del settore con l'offerta di energia elettrica attraverso tecnologie di trasformazione power-to-X. In questo approccio, l'elettricità rinnovabile in eccesso viene convertita in vettori energetici a valle, come il calore o l'idrogeno, o utilizzata direttamente nei processi industriali, evitando costose riduzioni e migliorando al contempo la sicurezza energetica. Questo non solo bilancia il carico della rete e stabilizza i prezzi dell'elettricità, ma sblocca anche nuovi percorsi per la decarbonizzazione. Ad esempio, nel 2023 la Germania ha ridotto di 10 TWh di elettricità rinnovabile. Se questa energia fosse stata utilizzata per produrre idrogeno verde, avrebbe potuto coprire circa il 12% della domanda di idrogeno del Paese, traducendosi in 6,6 TWh di energia a idrogeno, senza incorrere in costi aggiuntivi.¹² Ciò illustra il potenziale non sfruttato dell'elettricità in eccesso che, se sfruttata in modo efficace, potrebbe svolgere un ruolo cruciale nella transizione dell'Europa verso l'energia pulita.

Data la crescente domanda di energia elettrica dei veicoli elettrici, il successo della transizione verso un mercato dell'energia elettrica a basse emissioni di carbonio dipenderà da una transizione efficiente del settore dei trasporti. Da un lato, una continua espansione del parco veicoli elettrici (EV) in Europa aumenterà la domanda di elettricità, aumentando il consumo finale di elettricità di circa il +6,7% fino al 2030 e del +19,4% entro il 2040, se gli obiettivi di riduzione delle emissioni saranno raggiunti.¹³ Ciò aggraverà le sfide esistenti nel mercato dell'energia elettrica, in quanto sarà necessaria una significativa capacità aggiuntiva di generazione rinnovabile per soddisfare la crescente

¹² Questo calcolo ipotizza 50 kWh di elettricità per kg di idrogeno per la produzione e 33 kWh/kg per la riconversione in energia.

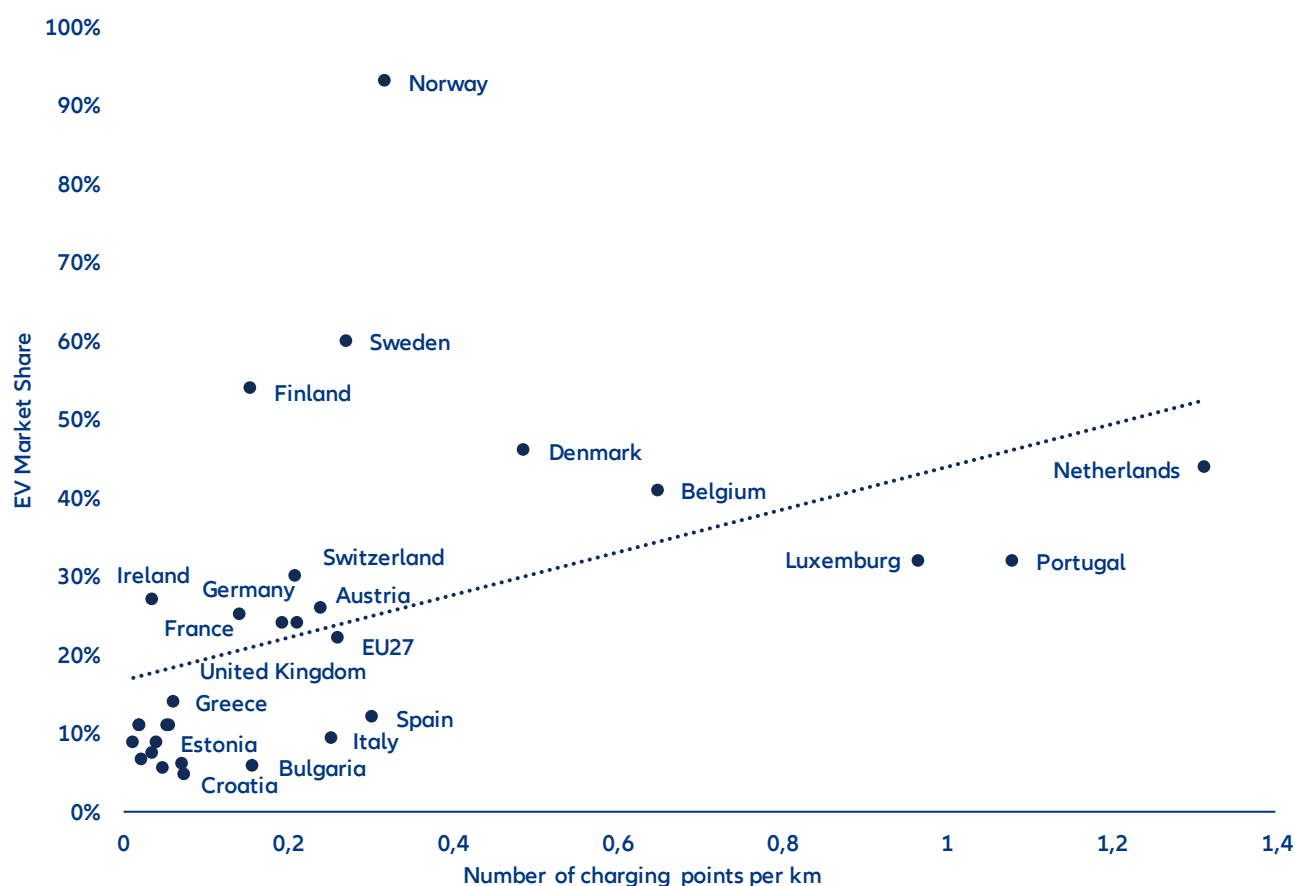
¹³ [Eurelectric](#)

domanda, garantendo nel contempo una continua riduzione delle emissioni nel settore. D'altra parte, i veicoli elettrici rappresentano una grande opportunità per il bilanciamento della rete, fornendo ulteriore capacità di stoccaggio attraverso la tecnologia di ricarica bidirezionale. Se ampiamente adottate, le batterie per veicoli elettrici potrebbero migliorare la stabilità della rete assorbendo l'energia in eccesso durante i periodi di alta offerta e rilasciando l'energia immagazzinata quando la domanda raggiunge i picchi. La loro dispersione geografica potrebbe anche renderli più vantaggiosi per il sistema energetico rispetto allo stoccaggio centralizzato della rete, in quanto sono più concentrati intorno ai centri di domanda urbana, dove il consumo di elettricità è più elevato. Questa vicinanza agli utenti finali aiuta a ridurre le perdite di trasmissione, alleviare la congestione della rete e migliorare la resilienza energetica locale. Contribuirebbe inoltre a ridurre le emissioni di gas serra dell'Europa di circa 255 MtCO₂, pari al 7% delle emissioni totali nel 2023.¹⁴ Tuttavia, oltre alla riduzione dei costi per i veicoli elettrici, l'aumento della loro adozione nel parco veicoli europeo richiederà anche un'ulteriore espansione dell'infrastruttura di ricarica pubblica. Fattori geografici, come le dimensioni del paese e i livelli di urbanizzazione, insieme ad aspetti tecnici, tra cui la velocità di ricarica, la capacità della rete e l'autonomia di guida delle batterie dei veicoli elettrici, saranno fondamentali per determinare la scala dell'infrastruttura richiesta. L'esperienza di paesi scandinavi come Finlandia, Svezia e Norvegia dimostra che è possibile raggiungere un'elevata quota di mercato dei veicoli elettrici anche con una densità moderata di punti di ricarica pubblici, che varia da 0,15 a 0,3 per chilometro di rete stradale (Figura 11). Con la diffusione dei veicoli elettrici a batteria (BEV) e il miglioramento dell'autonomia delle batterie, è probabile che la densità ottimale dell'infrastruttura di ricarica pubblica si stabilizzi intorno a 0,05-0,1 punti di ricarica per BEV, garantendo un'accessibilità sufficiente e ottimizzando l'efficienza degli investimenti.¹⁵

¹⁴ [SEE](#)

¹⁵ [SAMEpath](#) (sezione Trasporti) basato sull'analisi di FfE

Figura 11: Quota di mercato dei veicoli elettrici e punti di ricarica per km per paese (Ripetere con CP/BEV)



Fonti: Allianz Research, AIE, EAFO, Eurostat

Riduzione dei costi di sistema con fonti di energia a basse emissioni di carbonio

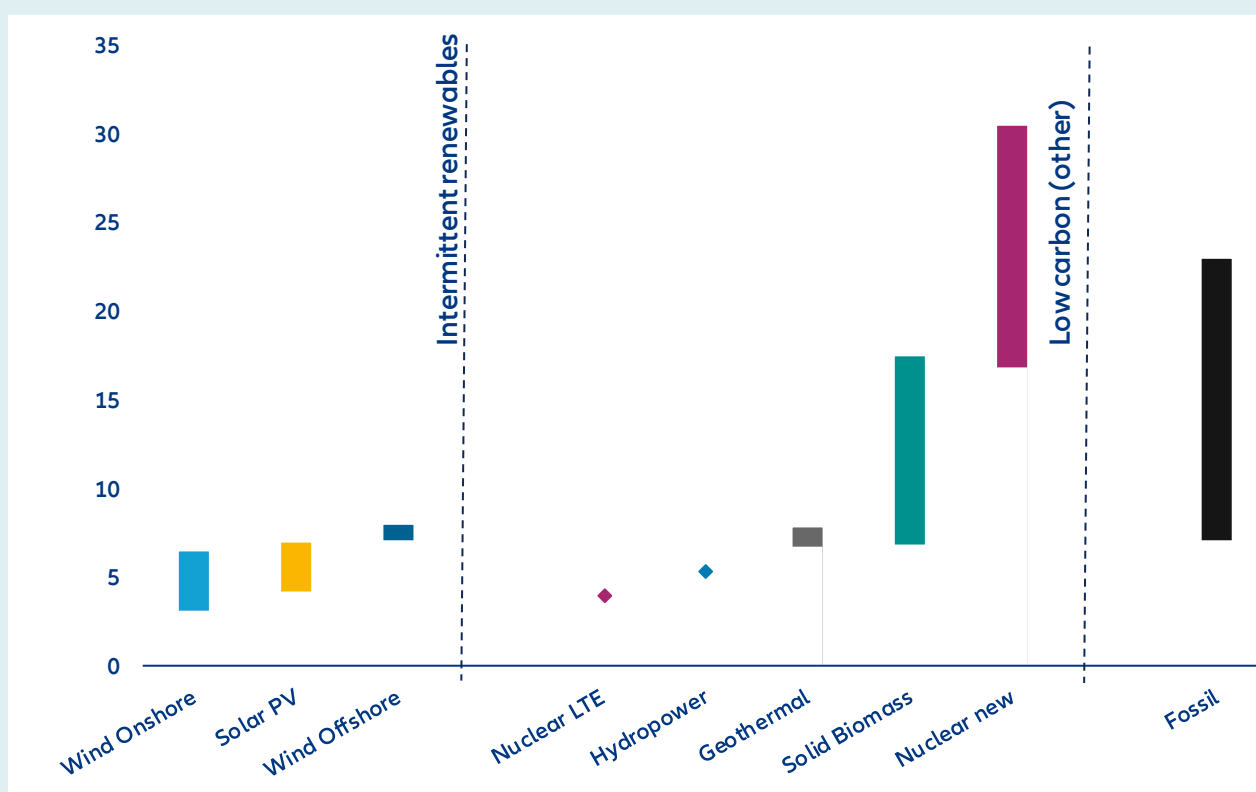
Sebbene l'eolico e il solare siano essenziali per raggiungere gli obiettivi di transizione energetica, non sono le uniche fonti di elettricità a basse emissioni di carbonio. Anche altre tecnologie, come la geotermia, l'energia idroelettrica, la biomassa e il nucleare, offrono energia a basse emissioni, fornendo al contempo un'elettricità di base più stabile. Il vantaggio di queste fonti di energia verde complementari risiede nei loro flussi di energia prevedibili e, in molti casi, in una maggiore flessibilità di diffusione. Ciò riduce la necessità di ingenti investimenti in infrastrutture e storage, riducendo in ultima analisi i costi complessivi del sistema. Tuttavia, presentano anche sfide, tra cui costi di generazione più elevati, dipendenza dalle importazioni, disponibilità di materie prime e vincoli geografici.

Quando disponibile, l'energia idroelettrica è una delle tecnologie di generazione più efficienti in termini di costi, con un costo livellato dell'elettricità (LCOE) di circa 5,3 centesimi per kWh, che la rende competitiva con la produzione di elettricità basata sull'eolico e sul solare (Figura 12). Data la sua convenienza e affidabilità, diversi paesi europei con abbondanti risorse idroelettriche, come la Norvegia e la Svezia, lo utilizzano per una quota significativa della loro produzione di elettricità, rispettivamente il 43,3% e il 12,1%. Tuttavia, il suo potenziale è intrinsecamente limitato da vincoli geografici, considerazioni ambientali e dalla necessità di infrastrutture su larga scala, il che lo rende una soluzione energetica di grande valore ma dipendente dalla regione. Anche l'energia idroelettrica non è immune agli effetti del cambiamento climatico, poiché il calo della disponibilità di acqua può portare a cali della produzione di elettricità. Quando ciò accadrà, i paesi potrebbero essere costretti ad aumentare la produzione basata sui combustibili fossili per compensare, come si è visto in India e Nuova Zelanda nel 2024. Ciò sottolinea il rischio che un'eccessiva dipendenza

dall'energia idroelettrica possa ritardare l'eliminazione graduale dell'elettricità basata sui combustibili fossili, in particolare nelle regioni in cui la scarsità d'acqua sta diventando più frequente a causa dei cambiamenti climatici.

La produzione di energia geotermica ha anche un LCOE relativamente basso, pari a circa 7 centesimi/kWh, il che la rende una fonte di energia competitiva a basse emissioni di carbonio. Tuttavia, la tecnologia non è ancora ampiamente diffusa a causa delle sue limitazioni geografiche, degli elevati costi di investimento iniziali e dei rischi di esplorazione. La produzione di energia geotermica sostenibile richiede serbatoi ad alta temperatura, che si trovano per lo più in regioni tettonicamente attive, il che ne limita in qualche modo l'accessibilità. Sebbene i progressi nei sistemi geotermici avanzati (EGS) possano contribuire ad espanderne il potenziale e abbiano recentemente registrato un promettente calo dei costi¹⁶, la tecnologia è ancora nelle sue fasi iniziali e non è ancora commercialmente praticabile su larga scala. Tuttavia, con un calo previsto dei costi di costruzione di circa il -30% entro il 2050 e fino al -70% a lungo termine, l'EGS ha il potenziale per diventare una valida fonte complementare per l'elettricità a basse emissioni di carbonio.

Figura 12: Costo livellato dell'elettricità per tecnologia (in centesimi/kWh)



Fonti: Allianz Research, Fraunhofer ISE, IRENA, Lazard, BNEF. Nota: gli intervalli rappresentano le differenze nelle medie delle fonti recensite.

L'energia nucleare è un'altra fonte di energia di base, che offre elettricità stabile e 24 ore su 24 che aiuta a mitigare l'intermittenza dell'eolico e del solare. La tecnologia ha recentemente visto un crescente supporto, in particolare da fonti di domanda emergenti come l'intelligenza artificiale, i data center e il calcolo ad alte prestazioni che richiedono un'alimentazione continua e indipendente dalla rete. A differenza delle energie rinnovabili, che dipendono dalle condizioni meteorologiche e richiedono soluzioni di stoccaggio significative, il nucleare fornisce un approvvigionamento energetico costante e senza fluttuazioni. Ciò lo rende particolarmente interessante per le grandi aziende tecnologiche che cercano di garantire un'alimentazione dedicata e ininterrotta per i carichi di lavoro basati sull'intelligenza artificiale.

¹⁶ [Fervo](#)

Mentre le estensioni del ciclo di vita delle centrali nucleari esistenti offrono una soluzione altamente conveniente a circa 4 centesimi/kWh, i nuovi reattori convenzionali su larga scala rimangono costosi a causa degli elevati costi iniziali, dei lunghi tempi di costruzione e dei frequenti sforamenti del budget. Inoltre, poiché la maggior parte dei progetti nucleari in corso sono primi nel loro genere, anche per i progetti convenzionali, il nucleare è l'unica fonte di elettricità che ha visto un aumento sostanziale dell'LCOE, con un aumento del +55% nell'ultimo decennio.¹⁷ I piccoli reattori modulari (SMR) sono emersi come una potenziale alternativa, promettendo costi di capitale inferiori, un'implementazione più rapida e una maggiore scalabilità. Tuttavia, sono ancora in una fase iniziale e hanno visto anche un aumento dei costi, che li rende sostanzialmente più costosi quando si tratta di generazione di energia rispetto alle energie rinnovabili intermittenti. Oltre ai fattori economici, l'energia nucleare deve affrontare anche sfide legate allo smaltimento delle scorie, alla dipendenza dalle importazioni di uranio e ai problemi di sicurezza, che la rendono una questione molto dibattuta in diversi paesi. Se da un lato la riduzione dei costi potrebbe rafforzare il suo ruolo di forza stabilizzante nel mercato dell'elettricità a basse emissioni di carbonio, dall'altro la sua redditività dipende in gran parte dalle infrastrutture nucleari esistenti e dai sistemi di gestione dei rifiuti. I paesi con industrie nucleari consolidate sono in una posizione migliore per beneficiarne, mentre le nazioni prive di tali quadri potrebbero dover affrontare elevati costi opportunità per costruirle da zero. Sebbene l'energia nucleare continuerà a far parte del mix elettrico globale, l'AIE prevede che la sua quota scenderà ad appena l'8% entro il 2050 in uno scenario di zero emissioni nette, sottolineando il suo ruolo limitato rispetto all'espansione della diffusione delle energie rinnovabili.

Un'altra strategia per migliorare l'efficienza del sistema nel mercato europeo dell'elettricità consiste nel riformare l'assetto del mercato attraverso la ristrutturazione delle zone di offerta. Attualmente, i prezzi dell'energia elettrica in Europa sono spesso fissati per grandi zone di offerta che seguono i confini nazionali piuttosto che riflettere le effettive strozzature della trasmissione. Questo disallineamento può distorcere i segnali di prezzo, ostacolare l'integrazione delle energie rinnovabili e aumentare le inefficienze del sistema. Un problema chiave è che una zona a prezzo unico, come la Germania, crea incentivi per la sovrapproduzione locale nelle aree con un'elevata produzione di energia rinnovabile, mentre i centri di domanda in altre regioni non possono accedere direttamente all'elettricità a basso costo a causa dei colli di bottiglia della rete. Se la capacità di trasmissione fosse sufficiente, questo non sarebbe un problema, ma dove l'infrastruttura è carente, i costi di congestione aumentano in modo significativo. Allo stesso tempo, questi segnali di prezzo distorti influenzano l'espansione della capacità, portando a decisioni non ottimali per i nuovi investimenti nella generazione e nello stoccaggio, poiché i costi di gestione della rete non sono pienamente considerati. L'introduzione di zone di offerta più piccole, come attualmente valutato nella revisione delle zone di offerta europee, aiuterebbe a internalizzare i costi del sistema nei prezzi dell'elettricità, a ridurre la necessità di un'espansione della rete sovradimensionata e a migliorare i segnali di investimento localizzati. Inoltre, zone di prezzo più allineate potrebbero ottimizzare i flussi transfrontalieri di energia elettrica, sostenendo una più rapida integrazione del mercato europeo dell'elettricità.

Tuttavia, la ridefinizione delle zone di offerta porterebbe probabilmente a un aumento dei prezzi dell'energia elettrica in alcune regioni che storicamente hanno beneficiato di prezzi all'ingrosso più bassi a causa di ampie zone di prezzo che coprono diverse condizioni di rete. In Germania, ciò colpirebbe in particolare il sud, dove si trovano i principali poli industriali ma la capacità di energia rinnovabile è in ritardo. Se il Paese fosse diviso in zone di offerta separate a nord e a sud, i prezzi dell'elettricità nel sud potrebbero aumentare di 5-9 euro/MWh rispetto al nord, esercitando potenzialmente una pressione sui costi della produzione industriale della regione.¹⁸ Per evitare shock eccessivi dei prezzi a breve termine, misure transitorie quali meccanismi temporanei di compensazione finanziaria, adeguamenti gradualmente dei prezzi o un sostegno mirato agli investimenti per le industrie colpite potrebbero contribuire ad agevolare la transizione e a mantenere la competitività.

¹⁷ [Lazard](#)

¹⁸ [Ricerca sull'energia dell'aurora boreale](#)

Dalle tensioni alle soluzioni: affrontare le disparità di prezzo nell'integrazione dei mercati

È necessario gestire alcune difficoltà per garantire che i vantaggi complessivi derivanti da un'ulteriore integrazione attraverso capacità di interconnessione aggiuntive siano distribuiti equamente. Una questione è quella di garantire un certo livello di autonomia energetica per ogni paese per gli scenari in cui il sistema integrato non è in grado di fornire abbastanza elettricità. È inoltre importante trovare soluzioni per i produttori di energia, in quanto un mercato dell'energia elettrica più integrato comporta una maggiore concorrenza, che può costringere le imprese energetiche impreparate che operano a costi elevati a uscire dal mercato. Infine, c'è anche la questione dei prezzi dell'energia e il problema che, se da un lato un sistema integrato produrrebbe prezzi più bassi nei paesi importatori, dall'altro significherebbe anche che i consumatori dei paesi in cui la produzione di elettricità è più economica si troverebbero di fronte a prezzi comparativi più elevati. Ciò potrebbe portare a tensioni, in quanto i paesi che hanno investito molto nella produzione di energia rinnovabile, portando a prezzi più bassi (a lungo termine), potrebbero non raccogliermene tutti i benefici, con conseguenti conflitti su possibili compensazioni e regimi di sovvenzioni (ingiusti). Questa preoccupazione è sottolineata dalla recente cancellazione dell'interconnessione Hansa Power Bridge da parte del governo svedese a causa dei timori di un aumento dei prezzi dell'energia nel sud della Svezia e dell'instabilità del mercato energetico svedese.

Una sovrattassa sulle esportazioni di energia elettrica potrebbe finanziare un meccanismo di sovvenzioni per garantire un aumento del benessere sia nel paese esportatore che in quello importatore. Si tratterebbe di una soluzione alternativa a un ulteriore schema di finanziamento a livello europeo che sostenga la produzione di energia rinnovabile laddove sia efficiente, in modo tale che l'onere di investire nella nuova infrastruttura sia condiviso tra le diverse nazioni europee. L'opzione qui suggerita sarebbe l'inclusione di un meccanismo di sovrattassa e sovvenzione sul prezzo dell'elettricità stesso. Aggiungerebbe una sovrattassa sul prezzo dell'energia elettrica esportata attraverso la capacità di interconnessione aggiuntiva costruita e distribuirebbe i ricavi ai clienti di energia elettrica del paese esportatore per compensare l'aumento del prezzo dell'energia elettrica dovuto alla conseguente maggiore integrazione del mercato. Questa opzione ha il vantaggio di poter essere attuata bilateralmente e adattata agli impatti di specifiche estensioni bilaterali degli interconnettori. Questo sarà analizzato in modo esemplare per il citato Hansa Power Bridge (Figura 13). Anche se il fallimento di questo progetto avrebbe potuto essere evitato attraverso una corretta gestione delle zone di prezzo all'interno della Germania, la Svezia ha chiesto una differenziazione tra la Germania settentrionale e una zona di tariffazione della Germania meridionale, che avrebbe alleviato l'impatto delle fluttuazioni dei prezzi dell'elettricità tedesca sul mercato svedese dell'elettricità.¹⁹

¹⁹ [SKGS dice no all'Hansa Power Bridge](#)

Figura 13: Proposta di interconnessione del ponte elettrico Hansa tra Germania e Svezia



Fonte: 50Herz

Per analizzare l'impatto della capacità di interconnessione aggiuntiva tra Svezia e Germania sui mercati dell'energia elettrica e per determinare politiche di sostegno vantaggiose, utilizziamo il modello di mercato dell'energia EUREGEN.²⁰ Ai fini di questa analisi, il modello simula i prezzi orari dell'elettricità in Europa, con la produzione e il consumo che dipendono da fattori esterni rappresentativi come i modelli meteorologici. L'analisi è focalizzata sull'anno 2030 ed esamina tre diverse capacità di interconnessione, ovvero gli attuali 0,6 GW, un'estensione con l'Hansa Power Bridge a 1,3 GW e un'estensione economicamente ottimale a un totale di 3,6 GW (Riga [A] Tabella 2). Le restanti infrastrutture elettriche europee e le condizioni esterne rimangono identiche per l'analisi di tutti e tre i casi.

²⁰ Mier, Mathias, Prezzi europei dell'elettricità in tempi di crisi multiple (2024). Disponibile presso SSRN: <https://ssrn.com/abstract=4936684> o <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4936684>

Tabella 2: Analisi dell'espansione della capacità di interconnessione tra Germania e Svezia²¹

		Corrente	Con Hansa Power Bridge	Capacità ottimale
[A]	Capacità di interconnessione 2030 tra Germania e Svezia	0,6 GW	1,3 GW	3,6 GW
[B]	Esportazioni di energia elettrica dalla Svezia alla Germania TWh	5,27 TWh	11,25 TWh	30,44 TWh
[C]	Esportazioni di energia elettrica dalla Germania alla Svezia TWh	0,03 TWh	0,08 TWh	0,34 TWh
[D]	Sovrattassa necessaria sulle esportazioni aggiuntive per finanziare l'aumento del prezzo dell'energia elettrica che compensa le sovvenzioni nel paese esportatore	0,00 ct/kWh	4,60 ct/kWh	3,70 ct/kWh
[E]	Valore totale delle sovvenzioni di compensazione annuali	0,00 miliardi di euro	0,27 miliardi di euro	0,93 miliardi di euro
[F]	Valore totale annuo della differenza di prezzo degli scambi di energia elettrica tra la Germania e la Svezia	0,20 miliardi di euro	0,41 miliardi di euro	0,95 miliardi di euro
[G]	Prezzo medio all'ingrosso dell'energia elettrica Germania EUR Ct/kWh senza sovrattassa/regime di sovvenzione	8,73 ct/kWh	8,70 ct/kWh	8,57 ct/kWh
[H]	Prezzo medio all'ingrosso dell'energia elettrica Svezia EUR Ct/kWh senza sovrattassa/regime di sovvenzione	5,12 ct/kWh	5,34 ct/kWh	5,79 ct/kWh
[io]	Prezzo medio all'ingrosso dell'energia elettrica Germania EUR Ct/kWh con maggiorazione/regime di sovvenzione		8,73 ct/kWh	
[J]	Prezzo medio all'ingrosso dell'energia elettrica Svezia EUR Ct/kWh con maggiorazione/sovvenzione		5,12 ct/kWh	
[K]	Riduzione annua dei costi di produzione di energia elettrica / guadagno dei produttori di energia elettrica (totale Germania e Svezia)	0 milioni di euro	30 milioni di euro	186 milioni di euro

Le righe [B] e [C] indicano che le esportazioni fluiscono principalmente dalla Svezia verso la Germania, in gran parte in proporzione alla capacità di interconnessione. La capacità aggiuntiva riduce i prezzi medi all'ingrosso dell'energia elettrica in Germania (riga [G]) e aumenta i prezzi in Svezia (riga [H]). Sebbene le differenze di prezzo appaiano modeste, esse riflettono l'impatto di un'espansione di un singolo interconnettore e sarebbero scalabili con ulteriori espansioni. Inoltre, la tabella non coglie i benefici più ampi per gli altri paesi europei. Nell'ambito di questa analisi, le variazioni di prezzo sono compensate da un sovrapprezzo applicato alle esportazioni supplementari su base oraria. Le entrate

²¹ Calcoli basati su Mathias Mier, ifo Institut, con EUREGEN-Modell (Mier, 2024)

derivanti da questa sovrattassa vengono ridistribuite come sovvenzione agli esportatori, stabilizzando efficacemente i prezzi dell'elettricità. Il supplemento è calcolato come segue:

$$\text{total hourly surcharge} = \text{surcharge} \left(\frac{\text{Ct}}{\text{kWh}} \right) * \max(0, \text{hourly export (GWh)} - 0.6 \text{GW}) * 1000$$

La riga [D] mostra che una sovrattassa di 3,7-4,6 Ct/kWh sulle esportazioni aggiuntive oltre gli 0,6 GW di attuale capacità di interconnessione sarebbe necessaria per finanziare la sovvenzione di 0,27 miliardi di euro per l'espansione di 1,3 GW e di 0,93 miliardi di euro per la capacità di interconnessione di 3,6 GW (riga [E]). Mentre, in linea di principio, tali trasferimenti potrebbero essere finanziati attraverso i proventi generati dai differenziali di prezzo derivanti dal commercio di energia elettrica (riga [F]), tali proventi sono già attribuiti attraverso un meccanismo di distribuzione consolidato.²² Dopo l'applicazione della sovrattassa e della sovvenzione, i prezzi vengono nuovamente equiparati, come indicato nelle righe [I] e [J]. Per questa analisi, i guadagni risultanti sono attribuiti ai produttori di energia elettrica, anche se potrebbero essere presi in considerazione modelli di distribuzione alternativi. I risparmi annuali totali sui costi di produzione per i produttori di energia elettrica sono presentati nella riga [K]. Tuttavia, è importante notare che questi risparmi derivano principalmente dalla riduzione dei costi per i produttori di energia elettrica tedeschi. I 30 miliardi di euro di risparmi annuali derivanti dall'espansione dell'interconnessione Hansa Power Bridge devono essere considerati in relazione ai 0,6 miliardi di euro previsti per i costi di costruzione. L'espansione della capacità di interconnessione a un valore ottimale di 3,6 GW aumenterebbe i risparmi annuali a 186 miliardi di euro, migliorando significativamente la velocità di recupero degli investimenti.

La rete di domani: opzioni di finanziamento e soluzioni di mercato

Tra la stretta fiscale e le crescenti esigenze di spesa militare in Europa, raddoppiare gli investimenti nelle infrastrutture di rete per raggiungere i 2,3 trilioni di euro richiesti entro il 2050 sarà una sfida significativa. Diversi paesi europei sono già alle prese con disavanzi fiscali ben superiori al 3% del PIL – la Francia al 6,1%, l'Italia al 3,8% e la Polonia al 5,8% – mentre il freno al debito della Germania limita ulteriormente le opzioni di investimento. Colmare il divario di investimenti annuali di 30-50 miliardi di euro potrebbe quindi non essere fattibile. Inoltre, il potenziale ritiro del sostegno militare degli Stati Uniti potrebbe richiedere all'Europa di raddoppiare la spesa militare, raggiungendo il 3,5% del PIL della regione, e aumentando così la spesa annuale di oltre 250 miliardi di euro.²³ Alla luce di queste pressioni finanziarie, l'Europa deve adottare strategie innovative per distribuire più efficacemente gli elevati costi di capitale nel tempo e sbloccare le fonti di finanziamento private sottoutilizzate.

Un primo passo fondamentale verso l'aumento degli investimenti infrastrutturali consiste nel migliorare le condizioni di investimento a livello europeo. Ciò richiede l'armonizzazione dei quadri normativi tra i paesi per creare un ambiente più prevedibile ed efficiente per gli investitori. Inoltre, il rafforzamento degli strumenti di finanziamento esistenti, come il meccanismo per collegare l'Europa (CEF), e l'istituzione di un pool di finanziamenti dedicato per l'infrastruttura di rete contribuirebbero a mobilitare capitali e a garantire finanziamenti a lungo termine. Per attrarre investimenti privati, le misure di sostegno fiscale, tra cui sussidi e garanzie, possono contribuire a ridurre i rischi dei progetti e incentivare l'allocazione del capitale verso le infrastrutture critiche. Dato che progetti come gli interconnettori hanno spesso tempi di costruzione superiori a 10 anni, è essenziale semplificare i processi di approvazione e garantire l'erogazione tempestiva dei fondi per evitare ritardi e sforamenti dei costi. Allo stesso tempo, far progredire l'Unione dei mercati dei capitali è fondamentale per migliorare l'accesso a fonti di finanziamento diversificate. Rafforzando i mercati finanziari europei e riducendo la frammentazione, l'Unione dei mercati dei capitali può facilitare un maggiore coinvolgimento del settore privato nel finanziamento delle infrastrutture, consentendo flussi di capitale più efficienti e riducendo la dipendenza dai finanziamenti pubblici.

²² Vedi [SMARD](#), [Epex Spot](#), [Nord Pool](#) e [Monopolkommission](#)

²³ [Bruegel](#)

Per accelerare l'integrazione dei mercati europei dell'elettricità, un'altra opzione è la creazione di un operatore di sistema indipendente (ISO) simile agli Stati Uniti.²⁴ Un ISO supervisionerebbe il funzionamento delle reti di trasmissione in più paesi, garantendo un accesso non discriminatorio alla rete, ottimizzando i flussi transfrontalieri di energia elettrica e migliorando l'efficienza del mercato. A differenza dei TSO nazionali, che possiedono e gestiscono le rispettive reti, un ISO agirebbe come un'entità indipendente, coordinando il funzionamento del sistema senza possedere mezzi di trasmissione. Ciò consentirebbe un approccio più top-down alla pianificazione del sistema, probabilmente più adatto a soppesare i benefici a livello di sistema rispetto agli interessi nazionali, rispetto all'attuale pianificazione bottom-up condotta da vari TSO locali. Concentrandosi sulle esigenze di interconnessione, una ISO potrebbe coordinare gli sforzi di investimento tra il settore pubblico e quello privato, portando a un impiego più efficiente e rapido del capitale. Inoltre, una ISO potrebbe facilitare una migliore integrazione delle capacità rinnovabili, utilizzando i potenziali di generazione collettiva e riducendo al minimo i costi di congestione.

A livello nazionale, i governi dovrebbero introdurre conti di ammortamento per ripartire gli elevati costi iniziali degli investimenti nelle infrastrutture di rete su periodi più lunghi, rendendo i progetti più sostenibili dal punto di vista finanziario. Questi conti consentirebbero alle utility regolamentate e agli investitori di recuperare gradualmente i costi attraverso le tariffe di rete, riducendo l'onere finanziario immediato e incentivando gli investimenti a lungo termine nelle reti elettriche. Allineando i piani di ammortamento alla durata di vita degli asset infrastrutturali, i governi possono migliorare l'efficienza del capitale e garantire che i costi siano equamente distribuiti tra i futuri consumatori di energia. Questo approccio è particolarmente pertinente in quanto i benefici derivanti dall'integrazione delle energie rinnovabili e dalla riduzione dei costi della congestione andranno principalmente a beneficio delle generazioni future, mentre gli investimenti devono essere effettuati oggi. Per sostenere ulteriormente questi investimenti, i governi potrebbero integrare i conti di ammortamento con incentivi fiscali mirati, come l'ammortamento accelerato, crediti d'imposta sugli investimenti o meccanismi di condivisione del rischio. Queste misure ridurrebbero i rischi di investimento, attirerebbero capitali privati e garantirebbero un flusso costante e sostenibile di finanziamenti per l'aggiornamento delle infrastrutture elettriche. Inoltre, potrebbero contribuire a mitigare i sostanziali aumenti tariffari a breve termine, garantendo che la transizione verso una rete modernizzata non metta a dura prova i consumatori in modo eccessivo.

Per ampliare ulteriormente le opzioni di finanziamento per l'infrastruttura di rete, i governi e le autorità di regolamentazione dovrebbero aumentare l'uso delle obbligazioni verdi, istituire fondi di transizione e adeguare i requisiti patrimoniali per attrarre investimenti privati. L'espansione delle emissioni di green bond, sia attraverso i governi nazionali, la Banca europea per gli investimenti (BEI), i TSO o un'ISO di nuova istituzione, può sbloccare capitale aggiuntivo fornendo un meccanismo di finanziamento trasparente e a basso costo per l'espansione della rete. I fondi nazionali di transizione, che combinano capitale pubblico e privato, possono ridurre ulteriormente i rischi dei progetti a lungo termine e garantire finanziamenti costanti, in particolare per le interconnessioni transfrontaliere e l'integrazione delle energie rinnovabili. Inoltre, la riduzione della ponderazione del rischio per gli investimenti infrastrutturali ai sensi della direttiva sui requisiti patrimoniali (CRD) e della direttiva Solvibilità II ridurrebbe i requisiti patrimoniali per gli investitori a lungo termine, rendendo gli investimenti in rete più attraenti per il capitale istituzionale e migliorando la liquidità nei mercati finanziari. Queste misure mobiliterebbero la partecipazione del settore privato, manterrebbero gestibili i costi di finanziamento e ridurrebbero la dipendenza dai finanziamenti pubblici, accelerando al contempo i necessari aggiornamenti della rete. Allineando questi strumenti finanziari a riforme normative più ampie, l'Europa può sbloccare gli investimenti necessari per modernizzare la sua infrastruttura energetica mantenendo al contempo la sostenibilità di bilancio.

²⁴ [L'ammodernamento della rete elettrica europea non è solo una questione di denaro](#)